



**TUGAS AKHIR TF141581**

# **ANALISIS TEKNO-EKONOMI TERHADAP DESAIN SISTEM PLTS PADA BANGUNAN KOMERSIAL DI SURABAYA, INDONESIA**

**KIKI YONATA  
NRP. 2412 100 026**

**Dosen Pembimbing :**  
**1. Harsono Hadi, Ph.D.**  
**2. Ir. Sarwono, M.M.**

**DEPARTEMEN TEKNIK FISIKA  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017**

*“Halaman ini memang dikosongkan”*



**FINAL PROJECT TF141581**

**TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF SOLAR  
POWER PLANT SYSTEM DESIGN IN  
COMMERCIAL BUILDING IN SURABAYA,  
INDONESIA**

**KIKI YONATA**  
**NRP. 2412 100 026**

**Supervisor :**  
**1. Harsono Hadi, Ph.D.**  
**2. Ir. Sarwono, M.M.**

**DEPARTMENT OF ENGINEERING PHYSICS**  
**Faculty of Industrial Technology**  
**Sepuluh Nopember Institute of Technology**  
**Surabaya 2017**

*“Halaman ini memang dikosongkan”*

## **PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI**

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Kiki Yonata  
NRP : 2412 100 026  
Departemen : Teknik Fisika FTI-ITS

Dengan ini menyatakan bahwa Tugas Akhir saya berjudul:

### **ANALISIS TEKNO-EKONOMI TERHADAP DESAIN SISTEM PLTS PADA BANGUNAN KOMERSIAL DI SURABAYA, INDONESIA**

Adalah bebas dari plagiasi. Apabila pernyataan ini terbukti tidak benar, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Surabaya, 11 Januari 2017  
Yang membuat pernyataan

Kiki Yonata

*“Halaman ini memang dikosongkan”*

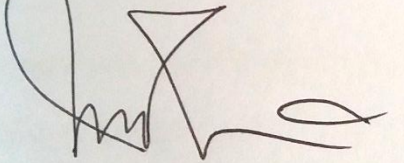
**LEMBAR PENGESAHAN  
TUGAS AKHIR**

**ANALISIS TEKNO-EKONOMI TERHADAP DESAIN  
SISTEM PLTS PADA BANGUNAN KOMERSIAL DI  
SURABAYA, INDONESIA**

**Oleh:**  
**Kiki Yonata**  
**NRP: 2412100026**

**Surabaya, 11 Januari 2017**

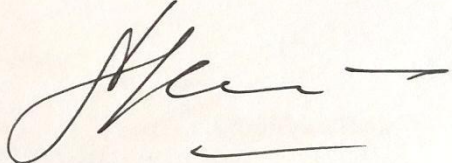
**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing I**



**Harsono Haddi, Ph.D.**

**NIPN. 19600119 198611 1 001**

**Menyetujui,  
Dosen Pembimbing II**



**Ir. Sarwono, M.M.**

**NIPN. 19580530 198303 1 002**

**Mengetahui,  
Ketua Departemen  
Teknik Fisika FTI-ITS**



**Agus Muhammad Hatta, ST, MSi, Ph.D**

**NIPN. 19780902 200312 1 002**

*“Halaman ini memang dikosongkan”*



**ANALISIS TEKNO-EKONOMI TERHADAP DESAIN  
SISTEM PLTS PADA BANGUNAN KOMERSIAL DI  
SURABAYA, INDONESIA**

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada**

**Bidang Studi Rekayasa Energi dan Pengkondisian Lingkungan  
Progam Studi S-1 Departemen Teknik Fisika  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Oleh:

**KIKI YONATA  
NRP. 2412 100 026**

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

1. Harsono Hadi, Ph.D. .... (Pembimbing I)
2. Ir. Sarwono, M.M. .... (Pembimbing II)
3. Dr. Gunawan Nugroho, S.T, M.T. .... (Penguji I)
4. Ir. Roekmono, M.T. .... (Penguji II)
5. Dr. Ir. Syamsul Arifin, M.T. .... (Penguji III)

**SURABAYA  
JANUARI, 2017**

*“Halaman ini memang dikosongkan”*

# **ANALISIS TEKNO-EKONOMIS TERHADAP DESAIN SISTEM PLTS PADA BANGUNAN KOMERSIAL DI SURABAYA, INDONESIA**

**Nama** : Kiki Yonata  
**NRP** : 2412100026  
**Departemen** : Teknik Fisika FTI-ITS  
**Dosen Pembimbing** : 1. Harsono Hadi, Ph.D.  
2. Ir. Sarwono, M.M.

## **Abstrak**

Sistem PLTS merupakan salah satu energi terbarukan yang berpotensi untuk dikembangkan di Indonesia. Salah satu sistem PLTS adalah grid-connected. Pada penelitian ini dilakukan simulasi dan perhitungan ekonomi pada modul jenis polikristal dan monokristal dengan variasi sudut kemiringan sebesar  $10^\circ$ ,  $15^\circ$ , dan  $20^\circ$ . Modul yang digunakan berasal dari Jerman, Cina, dan Indonesia. Penelitian ini dilakukan menggunakan perangkat lunak PVSyst dengan menggunakan modul polikristal dan monokristal @250 Wp sebanyak 84 buah dan inverter kapasitas 20 kW. Parameter nilai ekonomi yang digunakan adalah Net Present Value (NPV), Payback Period, Profitability Index, dan Internal Rate of Return (IRR). Dari hasil perhitungan, sistem akan mengalami pengembalian modal investasi setelah berproduksi selama 13 tahun untuk penggunaan modul monokristal dan 14 tahun untuk modul polikristal. Pengaruh kenaikan tingkat suku bunga Bank Indonesia dapat menambah Payback Period, mengurangi nilai NPV, dan memperkecil nilai PI dari investasi. Dengan menggunakan perhitungan sederhana, nilai maksimum suku bunga Bank Indonesia adalah sebesar 7.5% agar investasi 21 kWp masih layak dilakukan.

**Kata Kunci:** PLTS, *net present value*, *profitability index*, *payback period*, *internal rate of return*.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

**TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF SOLAR POWER  
PLANT SYSTEM DESIGN IN COMMERCIAL BUILDING IN  
SURABAYA, INDONESIA**

**Name** : Kiki Yonata  
**NRP** : 2412100026  
**Department** : Teknik Fisika FTI-ITS  
**Supervisor** : 1. Harsono Hadi Ph.D  
2. Ir. Sarwono, MM

**Abstract**

*Solar Power Plant system is one of the renewable energy that potential to be developed in Indonesia. One of the system is grid-connected. In this research, simulation and economic calculations on the polycrystalline and monocrystalline modules with the variation of the tilted angle of 10°, 15° and 20°. Modules that used is came from Germany, China, and Indonesia. This research was conducted using the software PVSYST with polycrystalline and monocrystalline modules @250 Wp were 84 pieces and inverter capacity of 20 kW. Parameter economic value that used is Net Present Value (NPV), Payback Period, Profitability Index, and Internal Rate of Return (IRR). From the calculation, the system will return on investment after producing for 13 years with monocrystalline modules and 14 years for polycrystalline modules. Increasing the interest rate of Bank Indonesia can increase amount of Payback Period, decreasing the value of NPV and minimize the PI value of the investment. By using a simple calculation, the maximum value of Bank Indonesia interest rate is 7.5% for an investment 21 kWp so that project still worth doing.*

**Keywords** : *Solar Power Plant, Net Present Value, Profitability Index, Payback Period, Internal Rate of Return*

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT, karena rahmat dan hikmat-Nya sehingga penulis diberikan kesehatan, kemudahan, dan kelancaran dalam menyusun laporan Tugas Akhir yang berjudul:

### **ANALISIS TEKNO-EKONOMI TERHADAP DESAIN SISTEM PLTS PADA BANGUNAN KOMERSIAL DI SURABAYA, INDONESIA**

Perkenankan saya menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Bapak Agus Muhamad Hatta, S.T, M.Si., Ph.D selaku Ketua Jurusan Teknik Fisika yang telah memberikan petunjuk, ilmu, serta bimbingan selama menempuh pendidikan di Teknik Fisika.
2. Bapak Ir. Harsono Hadi, M.T. Ph.D dan Bpk. Ir. Sarwono, M.M. selaku dosen pembimbing yang telah dengan sabar memberikan petunjuk, ilmu, serta bimbingan yang sangat bermanfaat.
3. Bapak Ir. Tutug Dhanardhono M.T selaku dosen wali penulis.
4. Orang tua saya satu-satunya, Ibu Rita Nurzahara. Terimakasih atas segala cinta, kasih sayang, doa, perhatian, serta dukungan moril dan materiil yang telah diberikan.
5. Seluruh teman Tugas Akhir (Fardan Sentosa dan Muhammad Jamaluddin), terima kasih untuk segala bantuan dan senantiasa menemani mengerjakan Tugas Akhir.
6. Teman-teman asisten Laboratorium Pengukuran Fisis yang telah memberikan semangat dan memberikan tempat yang nyaman bagi penulis.
7. Seluruh dosen, karyawan dan civitas akademik Teknik Fisika, terimakasih atas segala bantuan dan kerjasamanya.
8. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu, terimakasih atas bantuannya.

Semoga laporan Tugas Akhir ini dapat memberikan kontribusi yang berarti dan menambah wawasan yang bermanfaat bagi pembaca, keluarga besar Teknik Fisika khususnya, dan civitas akademik ITS pada umumnya. Selain itu juga semoga dapat bermanfaat sebagai referensi pengerjaan laporan Tugas Akhir bagi mahasiswa yang lain

Surabaya, 11 Januari 2017

Penulis



## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI .....	v
HALAMAN PENGESAHAN .....	vii
ABSTRAK .....	xi
<i>ABSTRACT</i> .....	xiii
KATA PENGANTAR.....	xv
DAFTAR ISI.....	xvii
DAFTAR GAMBAR .....	xix
DAFTAR TABEL .....	xxi
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	3
1.4 Tujuan Penelitian .....	3
BAB II TEORI PENUNJANG.....	5
2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Surya .....	5
2.2 Jenis-jenis PLTS .....	6
2.3 Variabel Energi Matahari di Permukaan Bumi.....	8
2.4 Komponen Sistem PLTS .....	14
2.5 Analisis Ekonomi .....	18
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....	24
3.1 Blok Diagram Sistem .....	24
3.2 Pengambilan Data .....	25
3.3 Komponen Sistem PLTS .....	27
3.4 Desain Sistem PLTS .....	28
3.5 Perhitungan Ekonomi Desain PLTS.....	29
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....	31
4.1 Hasil Simulasi Sistem PLTS .....	31
4.2 Hasil Perhitungan Ekonomi PLTS .....	43
4.3 Hasil Perhitungan Kelayakan Investasi .....	45
BAB V PENUTUP .....	49
5.1 Kesimpulan .....	49
5.2 Saran .....	49

DAFTAR PUSTAKA ..... 51

LAMPIRAN

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Perbedaan <i>Solar Thermal</i> dan PLTS .....	5
<b>Gambar 2.2</b>	Konfigurasi Sistem PLTS <i>Grid-connected</i> .....	7
<b>Gambar 2.3</b>	Konfigurasi Sistem PLTS <i>Off-grid</i> .....	8
<b>Gambar 2.4</b>	Konstanta Matahari .....	9
<b>Gambar 2.5</b>	Proses Radiasi Matahari di Permukaan Bumi.....	10
<b>Gambar 2.6</b>	Radiasi Matahari Bulanan .....	11
<b>Gambar 2.7</b>	Grafik Iradiasi Bulanan Surabaya.....	12
<b>Gambar 2.8</b>	Efek Kemiringan Modul.....	13
<b>Gambar 2.9</b>	Variasi Sudut Datang Radiasi dan Kemiringan Modul PV .....	14
<b>Gambar 2.10</b>	Susunan Modul PV.....	14
<b>Gambar 2.11</b>	Perbedaan Tipe Modul PV .....	15
<b>Gambar 3.1</b>	Diagram alir penelitian tugas akhir.....	23
<b>Gambar 3.2</b>	Konfigurasi Sistem PLTS <i>Grid-connected</i> .....	24
<b>Gambar 3.3</b>	Grafik Kebutuhan Listrik Bangunan .....	27
<b>Gambar 4.1</b>	Polikristal Cina sudut kemiringan 10° .....	31
<b>Gambar 4.2</b>	Polikristal Cina sudut kemiringan 15° .....	32
<b>Gambar 4.3</b>	Polikristal Cina sudut kemiringan 20° .....	32
<b>Gambar 4.4</b>	Polikristal Indonesia sudut kemiringan 10° .....	33
<b>Gambar 4.5</b>	Polikristal Indonesia sudut kemiringan 15° .....	34
<b>Gambar 4.6</b>	Polikristal Indonesia sudut kemiringan 20° .....	34
<b>Gambar 4.7</b>	Polikristal Jerman sudut kemiringan 10° .....	35
<b>Gambar 4.8</b>	Polikristal Jerman sudut kemiringan 15° .....	35
<b>Gambar 4.9</b>	Polikristal Jerman sudut kemiringan 20° .....	36
<b>Gambar 4.10</b>	Monokristal Cina sudut kemiringan 10° .....	36
<b>Gambar 4.11</b>	Monokristal Cina sudut kemiringan 15° .....	37
<b>Gambar 4.12</b>	Monokristal Cina sudut kemiringan 20° .....	37
<b>Gambar 4.13</b>	Monokristal Indonesia sudut kemiringan 10° .....	38
<b>Gambar 4.14</b>	Monokristal Indonesia sudut kemiringan 15° .....	38
<b>Gambar 4.15</b>	Monokristal Indonesia sudut kemiringan 20° .....	39
<b>Gambar 4.16</b>	Monokristal Jerman sudut kemiringan 10° .....	40
<b>Gambar 4.17</b>	Monokristal Jerman sudut kemiringan 15° .....	40
<b>Gambar 4.18</b>	Monokristal Jerman sudut kemiringan 20° .....	40

<b>Gambar 4.19</b> Perbedaan Nilai <i>Life Cycle Cost</i> .....	41
<b>Gambar 4.20</b> Perbedaan Nilai <i>Cost of Energy</i> .....	27

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Variasi Intensitas Radiasi Bulanan Surabaya.....	11
<b>Tabel 3.1</b> Data Lokasi Sistem PLTS .....	25
<b>Tabel 3.2</b> Data Iradiasi Matahari Surabaya .....	25
<b>Tabel 3.3</b> Spesifikasi Inverter.....	28
<b>Tabel 4.1</b> Hasil Kelayakan Investasi Modul Polikristal.....	45
<b>Tabel 4.2</b> Hasil Kelayakan Investasi Modul Monokristal.....	46
<b>Tabel 4.3</b> Pengaruh Perubahan <i>BI 7-day Rate</i> .....	47

*“Halaman ini memang dikosongkan”*

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Energi merupakan salah satu permasalahan yang dihadapi oleh semua negara yang mengalami pertumbuhan ekonomi, tak terkecuali Indonesia. Seiring dengan banyaknya pembangunan di berbagai sektor, seperti industri, transportasi, infrastruktur, dan sektor yang lainnya maka kebutuhan energi Indonesia akan terus meningkat juga (Elinur 2010). Permasalahan energi yang dialami oleh Indonesia adalah ketergantungan Indonesia dalam pemakaian energi fosil untuk memenuhi kebutuhan energi sehari-hari, sedangkan penggunaan energi terbarukan mengalami kendala di dalam pengembangan dan penggunaannya. Ketergantungan dalam pemakaian energi fosil tercatat sebanyak 96 % dari kebutuhan masyarakat Indonesia, dimana 96% energi fosil didominasi oleh minyak bumi sebesar 48%, gas alam sebesar 18%, dan batu bara mencapai 30%. Di sisi lain, ketergantungan ini tidak diimbangi oleh usaha untuk melakukan konversi atau konservasi energi yang baik (Outlook Energi Indonesia 2014)

Salah satu konversi energi yang dapat dilakukan adalah dengan melakukan pemanfaatan sumber daya alam tak habis pakai, salah satunya adalah matahari. Intensitas radiasi matahari yang dimiliki oleh Indonesia rata-rata sebesar  $4,8 \text{ kWh/m}^2$  per hari dengan variasi rata-rata 9% tiap bulannya. Hal ini menunjukkan persebaran yang merata akibat dari posisi geografis Indonesia yang berada di daerah tropis. Persebaran ini didominasi oleh wilayah yang berada di Kawasan Timur Indonesia (KTI) dengan intensitas radiasi maksimum sebesar  $5,5 \text{ kWh/m}^2$  per hari di daerah Papua dan Kawasan Barat Indonesia (KBI) dengan rata-rata per daerah mencapai  $4,5 \text{ kWh/m}^2$  per hari (Lubis 2007). Namun potensi ini belum dimaksimalkan dikarenakan berbagai faktor, salah satunya adalah sedikitnya studi yang dilakukan dalam bidang desain sistem PLTS terutama pada bangunan komersial. Studi yang selama ini dilakukan adalah pada perumahan yang tingkat kebutuhan listriknya lebih kecil dan

mudah dijangkau oleh pemasangan PLTS dengan sistem *grid connected photovoltaic* (Elieser Tarigan 2015). Kondisi yang berbeda terjadi ketika desain sistem PLTS akan diterapkan pada bangunan komersial, karena pada bangunan komersial pada umumnya memiliki *rooftop* yang dapat dimanfaatkan untuk pembangunan PLTS. Manfaat dari adanya *rooftop* ini adalah sedikitnya shading yang ada pada *rooftop* sehingga akan menurunkan kehilangan daya pada saat pembangkitan, transmisi dan distribusi listrik (Akash Kumar Shukla 2016).

Berdasarkan uraian di atas, maka pada Tugas Akhir ini akan dilakukan desain sistem PLTS pada bangunan komersial yang ada di Surabaya, Indonesia. Surabaya dipilih karena merupakan salah satu kota terbesar di Indonesia yang memiliki bangunan komersial seperti restoran, *café*, dan pusat perbelanjaan. Bangunan komersial dipilih karena dalam hal kelayakan investasi lebih membutuhkan perhitungan yang tepat dan efisien. Sehingga dalam penelitian ini akan diperoleh desain sistem PLTS yang paling efektif dan memiliki nilai investasi yang paling efisien.

## 1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang diangkat dalam Tugas Akhir ini yaitu :

- a. Bagaimanakah rancangan sistem PLTS pada bangunan komersial di Surabaya, Indonesia?
- b. Bagaimanakah perhitungan tekno-ekonomi dan lingkungan rancangan sistem PLTS pada bangunan komersial di wilayah Surabaya, Indonesia?
- c. Bagaimanakah pengaruh kenaikan *BI 7-day Repo Rate* terhadap kelayakan investasi sistem PLTS pada bangunan komersial di wilayah Surabaya, Indonesia?

## 1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

- a. Lokasi yang digunakan adalah Coffee Toffee Klampis, Surabaya yang terletak pada 7.29° LS dan 112.78° BT



- b. Variabel modul fotovoltaik yang digunakan adalah modul dari Jerman, Korea/Jepang, dan Asia Tenggara
- c. Variabel sistem PLTS yang dirancang menggunakan sistem *grid connected*.
- d. Performansi rancangan sistem PLTS yang ditinjau adalah energi listrik yang diproduksi, *investment cost*, dan kelayakan investasi.
- e. *Software* yang digunakan untuk melakukan rancangan sistem PLTS adalah PVSyst.

#### **1.4 Tujuan**

Tujuan utama dari tugas akhir ini yaitu :

- a. Mendapatkan rancangan sistem PLTS sesuai kapasitas yang diinginkan untuk bangunan komersial di wilayah Surabaya, Indonesia.
- b. Mendapatkan perhitungan tekno-ekonomi dan lingkungan sistem PLTS yang paling efisien pada bangunan komersial di wilayah Surabaya, Indonesia.
- c. Mengetahui pengaruh kenaikan *BI 7-day Repo Rate* terhadap kelayakan investasi sistem PLTS pada bangunan komersial di wilayah Surabaya, Indonesia.

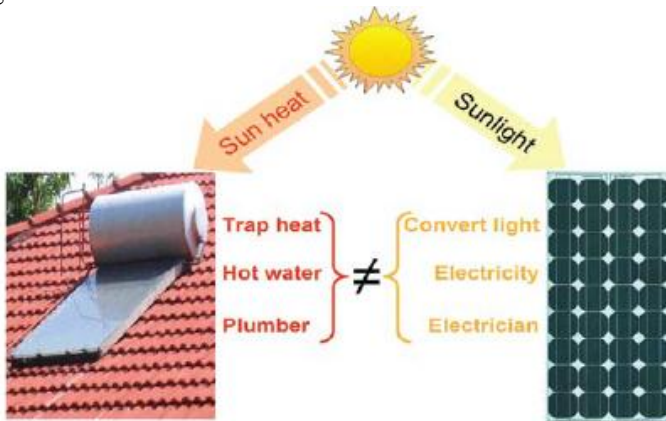
“Halaman ini memang dikosongkan”

## BAB II

### DASAR TEORI

#### 2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) termasuk dalam salah satu sumber energi baru dan terbarukan. PLTS memanfaatkan sumber energi matahari dalam bentuk cahaya matahari untuk diubah langsung menjadi energi listrik. Pada dasarnya matahari membawa energi yang dibagi menjadi dua bentuk, yaitu energi panas dan cahaya. Dari dua bentuk energi tersebut dibagi menjadi dua sistem tenaga surya, yaitu sistem tenaga panas matahari (*solar thermal*) dan sistem tenaga surya (PLTS). Sistem tenaga panas matahari menangkap panas untuk digunakan sebagai pemanas air, sedangkan sistem tenaga surya mengubah cahaya matahari langsung menjadi listrik. Ketika modul fotovoltaik (PV) terkena cahaya matahari, modul akan menghasilkan listrik searah atau *direct current* (DC). Listrik DC akan dikonversi menjadi listrik bolak-balik atau *alternating current* (AC) oleh inverter, yang selanjutnya didistribusikan ke bangunan.



**Gambar 2.1** Perbedaan *Solar Thermal* dan PLTS  
(Tan & Seng, 2014)

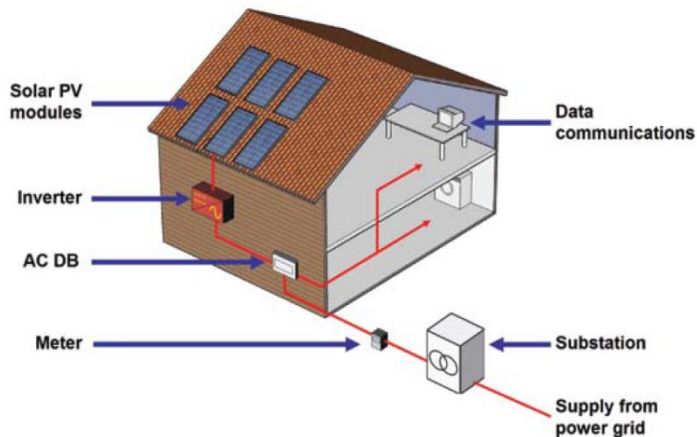
PLTS mampu secara efektif mengurangi ketergantungan pada daya listrik, menaikkan produksi energi baru terbarukan, dan meningkatkan kualitas lingkungan. Energi listrik yang dihasilkan oleh PLTS bergantung pada beberapa faktor, yaitu besar iradiasi matahari yang diterima oleh modul fotovoltaik, suhu sekitar modul, dan ada tidaknya *shading* atau bayangan yang mengenai modul. Faktor iradiasi matahari merupakan faktor utama bagi PLTS untuk menghasilkan energi listrik. Iradiasi matahari ditentukan oleh letak geografis PLTS dibangun, semakin besar nilai iradiasi yang diterima maka semakin besar pula daya yang bisa dihasilkan oleh PLTS. Berbeda dengan iradiasi matahari, besar suhu sekitar modul yang tinggi akan membuat listrik yang dihasilkan semakin kecil. Pada umumnya suhu yang digunakan untuk pengujian modul adalah  $25^{\circ}\text{C}$ , namun dalam kondisi cerah dan panas khususnya di daerah khatulistiwa, suhu sekitar modul bisa mencapai  $40\text{-}50^{\circ}\text{C}$ . Adanya faktor *shading* pada modul fotovoltaik akan membuat daya yang dihasilkan PLTS akan menurun. Hal ini dikarenakan modul terbuat dari bahan semikonduktor (sel surya) yang dirangkai seri berjumlah 36, 60, atau 72. Sehingga apabila terjadi *shading* pada beberapa sel maka akan membuat energi yang dihasilkan menjadi terpengaruh.

## 2.2 Jenis-jenis PLTS

PLTS berdasarkan teknologi yang digunakan dibagi menjadi dua sistem, yaitu sistem PLTS *grid-connected* dan sistem PLTS *off-grid* (atau biasa disebut *stand alone*)

### 2.2.1 PLTS *Grid-connected*

Aplikasi PLTS *Grid-connected* banyak dijumpai pada bangunan atau dipasang pada tanah lapang jika lahan yang dimiliki tidak terbatas. Pada bangunan biasanya modul PV akan diletakkan pada atap bangunan atau terintegrasi dengan bangunan. Modul PV yang terintegrasi biasa disebut *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV). Penempatan modul PV akan terletak pada dinding jendela atau menyesuaikan dengan bentuk bangunan yang ingin digunakan.



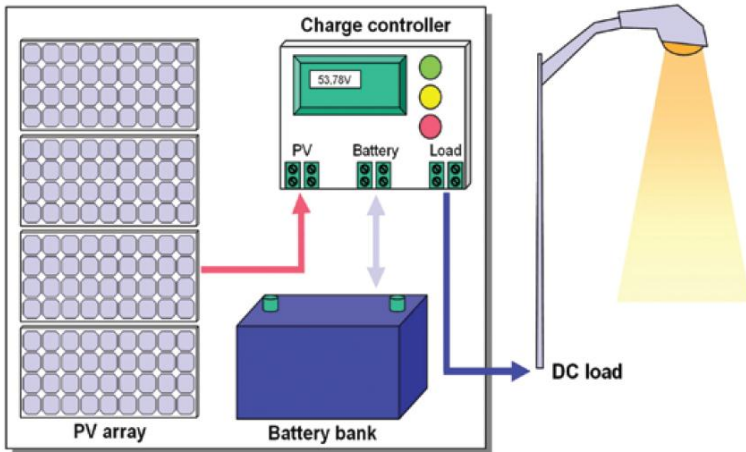
**Gambar 2.2** Konfigurasi Sistem PLTS *Grid-connected*  
(Tan & Seng, 2014)

Pada sistem PLTS *Grid-connected*, bangunan akan memiliki 2 sumber daya. Yang pertama adalah dari sumber tegangan jala-jala PLN, dan kedua dari sistem PLTS yang dibangun. Kedua sumber daya ini akan diatur oleh suatu komponen yang biasa disebut *AC Distributed Board* (ACDB). Besarnya daya yang dipenuhi oleh kedua sumber daya ini bergantung dari besarnya modul PV yang terpasang dan faktor lain seperti iradiasi, suhu lingkungan, dan efek *shading*. Ketika modul PV dapat menghasilkan listrik yang melebihi dari kebutuhan bangunan, kelebihan listrik akan dialirkan ke sambungan jala-jala. Ketika tidak ada sinar matahari yang mengenai modul PV, misalnya saat cuaca berawan atau malam hari, bangunan akan menggunakan sumber daya dari PLN.

### 2.2.2 PLTS *Off-grid*

Sistem PLTS *Off-grid* banyak ditemui pada daerah yang terisolasi atau jauh dari jangkauan jala-jala PLN. Daerah ini biasanya terdapat pada daerah pedalaman atau pulau-pulau terluar yang tidak mendapat distribusi listrik secara penuh. Tantangan utama pada sistem PLTS *Off-grid* adalah kebutuhan terhadap baterai yang memiliki *deep cycle* baik seperti jenis baterai *lead-acid*, Ni-

Cd, atau baterai Lithium untuk menyimpan listrik ketika terjadi kondisi modul PV tidak mendapatkan cahaya matahari yang cukup untuk menghasilkan listrik.



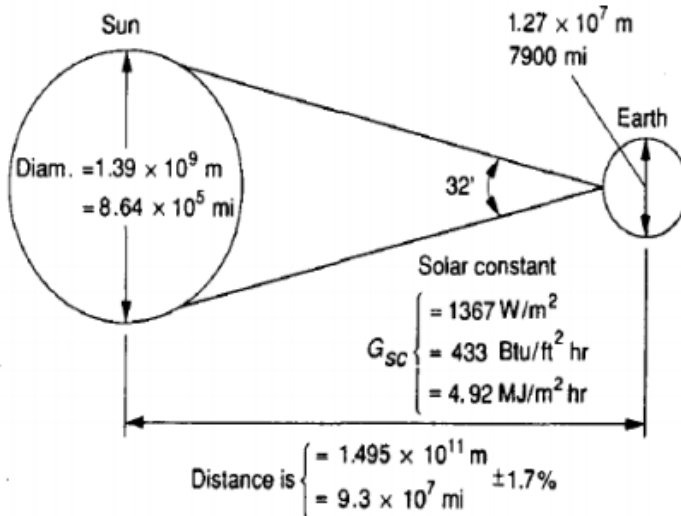
**Gambar 2.3** Konfigurasi Sistem PLTS *Off-grid*  
(Tan & Seng, 2014)

## 2.3 Variabel Energi Matahari di Permukaan Bumi

Energi matahari yang sampai ke permukaan bumi memiliki peran penting terhadap energi listrik yang dihasilkan oleh PLTS. Beberapa variabel tersebut adalah sebagai berikut.

### 2.3.1 Konstanta Matahari

Nilai intensitas radiasi matahari dipengaruhi berdasarkan beberapa hal, yaitu orbit bumi terhadap matahari, jarak bumi dan matahari, lokasi tempat penerima sinar matahari, serta kondisi cuaca tempat penerima sinar matahari. Radiasi yang diemisikan oleh matahari untuk mencapai ke bumi bernilai konstan di luar atmosfer bumi. Konstanta matahari ( $I_{SC}$ ) adalah energi matahari per satuan waktu yang diterima oleh permukaan dengan arah tegak lurus terhadap matahari setiap  $m^2$ . Nilai konstanta matahari ditentukan sebesar  $1366,1 \text{ W/m}^2$  dengan ketidakpastian sebesar 1,7%.



**Gambar 2.4** Konstanta Matahari (Jessup, 1974)

Dengan menggunakan konstanta matahari ( $I_{sc}$ ) bisa dilakukan perhitungan nilai intensitas radiasi matahari sebagai berikut.

$$G_o = G_{sc} \left[ 1 + 0,033 \cos \left( \frac{N}{365} \times 360^\circ \right) \right] \quad (2.1)$$

keterangan:

$G_{sc}$  : Konstanta matahari

$G_o$  : Intensitas radiasi matahari

$N$  : Jumlah hari dalam setahun

### 2.3.2 Radiasi Matahari di Bumi

Radiasi matahari yang sampai di bumi lebih kecil daripada luar angkasa atau atmosfer bumi. Hal ini disebabkan oleh adanya beberapa faktor yang dapat mengurangi radiasi matahari antara lain ada beberapa energi yang dipantulkan kembali ke luar angkasa oleh atmosfer terluar bumi. Banyak cahaya matahari yang dipantulkan kembali akibat penggunaan kaca pada perumahan. Sebagian cahaya ada yang dipantulkan oleh awan dan sebanyak 30% radiasi yang sampai ke permukaan bumi dipantulkan dengan berbagai cara.

Dari sebagian radiasi matahari yang mampu campai ke permukaan bumi dibedakan menjadi 3 berdasarkan prosesnya, yaitu sebagai berikut.

a. Radiasi Langsung (*Direct Radiation*)

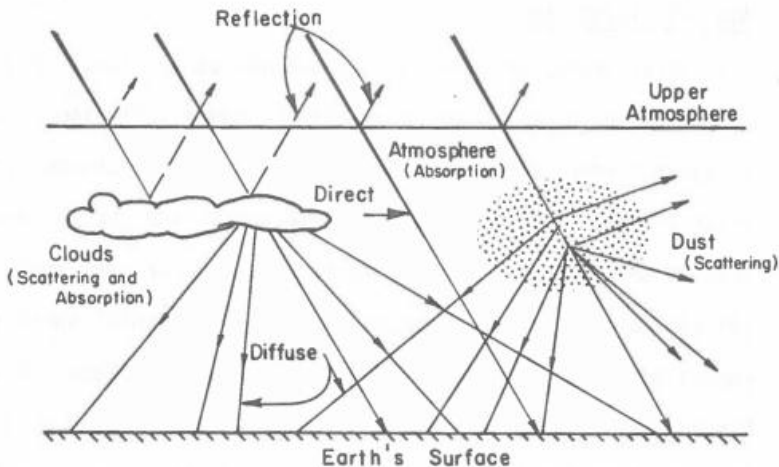
*Direct Radiation* merupakan radiasi yang mencapai bumi tanpa adanya perubahan arah dan diterima oleh bumi dalam arah sejajar.

b. Radiasi Hambur (*Diffuse Radiation*)

*Diffuse Radiation* merupakan radiasi yang mengalami perubahan akibat adanya pemantulan dan pembiasan oleh benda lain yang ada di permukaan bumi, seperti pemantulan oleh dinding rumah atau pemantulan yang diakibatkan oleh kaca.

c. Radiasi Total (*Global Radiation*)

*Global Radiation* merupakan penjumlahan dari *Direct Radiation* dan *Diffuse Radiation*.



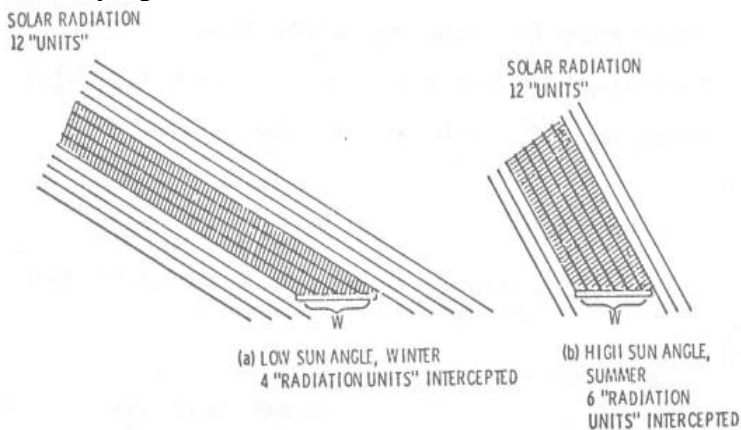
**Gambar 2.5.** Proses Radiasi Matahari di Permukaan Bumi (The Practical Aspect of Solar Space and Domestic Water Heating Systems for Residential Buildings, 1978)

### 2.3.3 Variasi Radiasi Bulanan

Energi matahari pada garis mendatar di semua lokasi akan memperlihatkan variasi dari bulan ke bulan apabila setiap



bulannya di asumsikan bernilai sama. Hal ini disebabkan oleh gerak rotasi bumi terhadap matahari dan pergantian musim yang dipengaruhi oleh lapisan awan. Ketika musim dingin, matahari akan lebih rendah daripada musim panas, dan akan membuat sudut datang matahari akan semakin kecil sehingga menyebabkan intensitas radiasi matahari yang sampai ke bumi menjadi berkurang. Sedangkan pada musim panas sudut datang matahari terhadap bumi menjadi lebih besar, sehingga intensitas radiasi matahari yang diterima oleh bumi semakin besar.



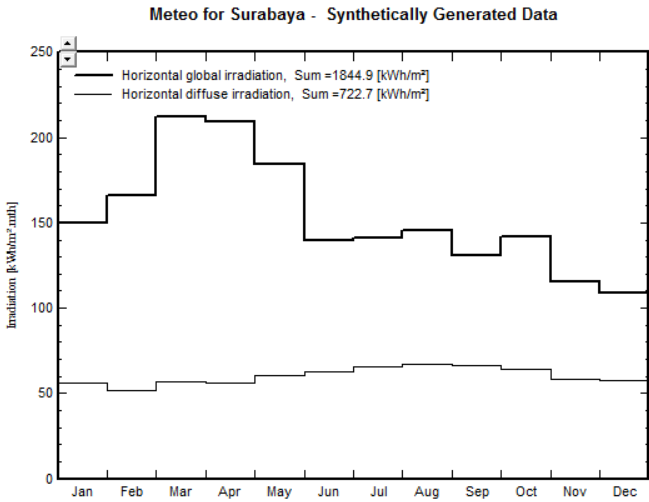
**Gambar 2.6** Radiasi Matahari Bulanan (The Practical Aspect of Solar Space and Domestic Water Heating Systems for Residential Buildings, 1978)

Variasi intensitas radiasi matahari bulanan untuk wilayah Surabaya bisa didapatkan dengan memasukkan letak geografis Surabaya ke dalam Software PVSyst. Dengan memasukkan variabel  $7,28^\circ$  LS dan  $112,8^\circ$  BT yang kemudian disimulasikan akan didapatkan hasil sebagai berikut.

**Tabel 2.1** Variasi Intensitas Radiasi Bulanan Surabaya

Interval Beginning	Global Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /bulan)	Diffuse Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /bulan)
Januari	149.7	56.4
Februari	166.0	51.5

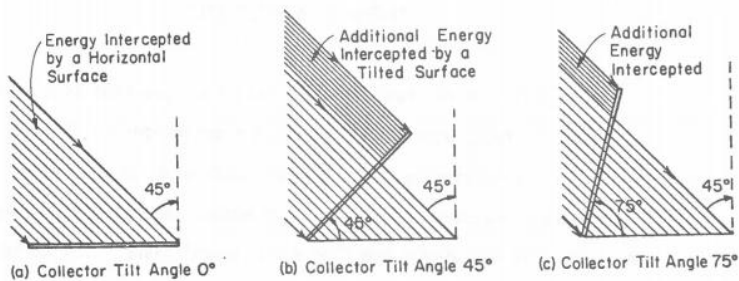
Interval Beginning	Global Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /bulan)	Diffuse Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /bulan)
Maret	212.0	56.7
April	209.1	55.8
Mei	184.1	60.8
Juni	139.8	62.4
Juli	141.4	65.4
Agustus	145.7	67.3
September	131.1	66.6
Oktober	141.7	63.9
November	115.5	58.2
Desember	108.8	57.7
Total	1844.9	722.7



**Gambar 2.7** Grafik Iradiasi Bulanan Surabaya

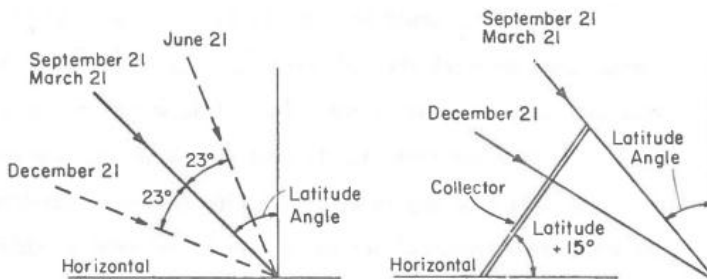
### 2.3.4 Efek Kemiringan Permukaan

Dalam melakukan desain sistem PLTS, faktor kemiringan permukaan atau kemiringan modul sangat berpengaruh terhadap energi listrik yang dihasilkan. Desain yang dilakukan sebaiknya mungkin selalu tegak lurus dengan arah datangnya matahari. Sehingga perlu dilakukan perhitungan sudut kemiringan yang efektif dalam melakukan desain sistem PLTS. Usaha yang selama ini dilakukan adalah mengupayakan modul PV agar selalu mengikuti cahaya matahari yang datang, hal ini biasa disebut dengan *tracking*. *Tracking* dapat dilakukan namun dalam prakteknya tidak memungkinkan digunakan pada sistem pemanas perumahan.



**Gambar 2.8** Efek Kemiringan Modul (The Practical Aspect of Solar Space and Domestic Water Heating Systems for Residential Buildings, 1978)

Karena alasan inilah, upaya yang bisa dilakukan untuk memaksimalkan cahaya matahari yang diterima adalah dengan mengatur sudut penerimaan modul terhadap matahari berdasarkan data intensitas radiasi matahari setiap bulan. Untuk bulan Oktober hingga Maret, sudut datang matahari bervariasi antara  $5^\circ$  hingga  $23^\circ$  dibawah garis putus-putus pada sudut tegak lurus terhadap lokasi lintang. Untuk memaksimalkan selama musim panas kemiringan sudut modul PV diatur lebih besar  $15^\circ$ .



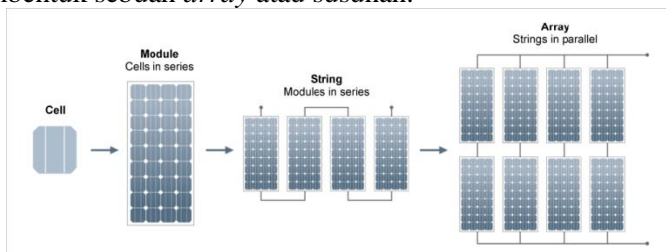
**Gambar 2.9** Variasi Sudut Datang Radiasi dan Kemiringan Modul PV (The Practical Aspect of Solar Space and Domestic Water Heating Systems for Residential Buildings, 1978)

## 2.4 Komponen Sistem PLTS

Dalam melakukan desain sistem PLTS *On-grid* atau *Off-grid* diperlukan komponen-komponen sebagai berikut.

### 2.4.1 Modul PV

Komponen utama yang diperlukan adalah modul PV. Dalam proses instalasi, modul PV akan disambung secara seri untuk membentuk suatu rangkaian, yang kemudian akan diparalel untuk membentuk sebuah *array* atau susunan.



**Gambar 2.10** Susunan Modul PV (Photovoltaics Report, 2016)

Modul PV yang digunakan dalam sistem PLTS yang ada sekarang ini dibedakan menurut material pembuatnya, yaitu:

#### a. Tipe Monokristal

Modul PV tipe monokristal merupakan modul dengan nilai efisiensi yang paling tinggi dibandingkan tipe yang lain. Efisiensi modul sebesar 15-20% dengan efisiensi yang tinggi, membuat harga jenis ini paling mahal. Dengan nilai efisiensi

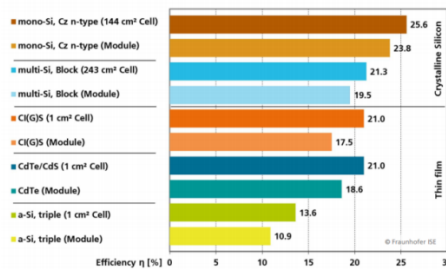
yang besar, modul jenis ini dapat menghemat lahan yang akan digunakan untuk pemasangan sistem PLTS. Modul ini terbuat dari kristal *single* yang kemudian berkembang berbentuk pilar. Hasil akhir dari proses manufaktur modul tipe monokristal akan memiliki bentuk persegi dengan pojok-pojoknya yang hilang.

b. Tipe Polikristal

Modul tipe polikristal dibuat dengan cara menuangkan silikon cair sehingga membentuk cetakan berupa kubus dan membiarkannya hingga dingin dan menjadi keras. Blok kubus yang mengeras ini kemudian dipotong menjadi pilar sehingga menjadi sel surya berbentuk kotak sempurna. Modul tipe ini memiliki arah struktur kristal yang acak dan berbeda-beda dengan kristal yang berdekatan.

c. Tipe *Thin-film* atau Amorph

Modul tipe *thin-film* atau amorph berbeda dengan jenis monokristal atau polikristal, *thin-film* bukan jenis kristal namun lapisan tipis silikon yang diletakkan di bahan dasar seperti logam atau kaca untuk menghasilkan sel surya. *Thin-film* merupakan modul dengan harga yang paling murah daripada jenis yang lainnya, namun efisiensi yang dimilikinya juga paling rendah. Untuk mendapatkan nilai energi listrik yang sama dengan monokristal atau polikristal, diperlukan luasan lahan yang cukup besar untuk memasangnya. Dengan sifatnya yang lebih fleksibel dan mudah dibentuk, *thin-film* dapat dipasang mengelilingi atap perumahan atau melapisi dinding-dinding bangunan yang menghadap ke arah selatan.



**Gambar 2.11** Perbedaan Tipe Modul PV (Photovoltaics Report, 2016)

Untuk menentukan jumlah modul yang akan digunakan, perlu dilakukan perhitungan beban yang akan dipenuhi. Perhitungan beban dapat dilakukan dengan menghitung jumlah peralatan listrik yang digunakan selama satu hari atau dengan melihat nilai kWh pada kWh meter. Apabila suatu bangunan memiliki peralatan listrik yang memerlukan pemanasan atau pendinginan yang besar, energi listrik yang dibutuhkan akan sangat besar dan berpengaruh pada jumlah modul PV yang dibutuhkan. Perhitungan total beban yang dibutuhkan adalah sebagai berikut.

$$\text{Total beban harian (Wh)} = \text{Energi total} + 20\% \text{ Energi total} \quad (2.2)$$

$$\text{Modul PV (seri)} = \frac{\text{Tegangan Sistem}}{\text{Tegangan Modul PV}} \quad (2.3)$$

#### 2.4.2 Inverter

Inverter merupakan peralatan elektronik yang berfungsi untuk mengubah arus searah (*direct current*) menjadi arus bolak-balik (*alternating current*) ketika diberi tegangan dan frekuensi tertentu. Ada beberapa jenis inverter yang digunakan untuk menghasilkan arus bolak-balik, yaitu *pure sine wave inverter* dan *modified sine wave inverter*. Dalam memilih inverter yang akan digunakan untuk sistem PLTS *On-grid* diperlukan beberapa kriteria, antara lain:

- Standard inverter yang digunakan untuk aplikasi *PLTS On-grid* yaitu UL 1741
- Tegangan DC yang berasal dari baterai atau modul PV
- Karakteristik inverter seperti efisiensi, frekuensi, dan tegangan
- Garansi produk, biasanya selama 5 hingga 10 tahun
- Kemampuan MPPT yaitu kemampuan inverter untuk menentukan nilai maksimum tegangan dan arus yang keluar dari modul PV

Masukan tegangan inverter DC apabila tanpa baterai biasanya sebesar 230-600 V, sedangkan untuk sistem menggunakan baterai sebesar 12,24 atau 48 V. Untuk menghitung nilai *Ampere-hour* (Ah) yang dibutuhkan oleh inverter adalah sebagai berikut.

$$\text{Ah inverter} = \frac{\text{dc input inverter}}{\text{Tegangan Sistem}} \quad (2.4)$$

Sehingga untuk kebutuhan sehari, apabila 3 jam penyinaran matahari dibutuhkan inverter dengan *Ampere-hour* sebesar.

### 2.4.3 Baterai

Baterai merupakan media penyimpanan listrik DC yang kemudian akan digunakan untuk waktu yang ditentukan. Adanya penyimpanan energi dalam bentuk baterai membuat harga yang harus dikeluarkan untuk membangun sistem PLTS menjadi meningkat, selain itu baterai dapat mengurangi efisiensi dan keluaran dari sistem PLTS hingga 10% untuk penggunaan baterai *Lead-acid*. Ada beberapa jenis baterai yang digunakan dalam sistem PLTS *Off-grid*, yaitu baterai *Lead-acid* dan baterai *Alkaline*.

#### a. Baterai *Lead-acid*

Baterai jenis *Lead-acid* merupakan jenis yang paling banyak digunakan dalam sistem PLTS, dan jenis *Lead-acid* tertutup atau baterai kering (*Valve-Regulated Lead Acid*) adalah yang paling banyak digunakan pada sistem PLTS *On-grid*, karena baterai jenis ini tidak membutuhkan perawatan yang terlalu sering jika dibandingkan dengan baterai basah. Ada dua jenis baterai *Lead-acid* tertutup, yaitu baterai gel dan baterai *absorbent glass mat* (AGM). Baterai gel didesain untuk keadaan *zero-resistance*, sehingga bukan pilihan yang baik karena apabila terjadi *overcharging* akan mengakibatkan baterai rusak. Sedangkan baterai AGM adalah baterai dengan standard industri, yang bebas perawatan dan cocok untuk digunakan pada sistem PLTS *On-grid*.

#### b. Baterai *Alkaline*

Baterai *Alkaline* adalah baterai yang direkomendasikan untuk digunakan pada keadaan suhu dingin yang ekstrem sekitar -50°F atau kurang. Kelebihan dari jenis baterai ini adalah nilai toleransi pada suhu dingin dan tinggi yang baik, perawatan yang sedikit, dan kemampuannya apabila mengalami *over-charged* tanpa merusak baterai.

Untuk menghitung daya baterai yang diperlukan (Wh), harus diketahui terlebih dahulu kapasitas beban, kapasitas baterai dan nilai *deep of discharge* (DOD).

$$\text{Kapasitas Beban} = \frac{\text{Energi Beban}}{\text{Tegangan Input Inverter}} \quad (2.5)$$

$$\text{Kapasitas Baterai} = \frac{\text{Kapasitas Beban}}{\%DOD} \quad (2.6)$$

## 2.5 Analisis Ekonomi

Dalam melakukan analisis ekonomi terhadap sistem PLTS terdapat beberapa indikator yang sering digunakan, yaitu *payback period analysis*, *Net Present Value* (NPV), *Saving to Investment Ratio* (SIR), *Adjusted Internal Rate of Return* (AIRR), dan *Life-Cycle Cost* (LCC) Analysis.

### 2.5.1 Payback Period

*Payback period* adalah waktu yang dibutuhkan agar investasi yang telah dikeluarkan kembali kepada investor. Perhitungan *payback period* dilakukan untuk mengetahui risiko keuangan terhadap proyek yang akan dilakukan. Nilai *payback period* yang semakin kecil akan semakin baik, dengan faktor risiko terhadap pengembalian modal akan semakin cepat dalam waktu yang cepat. Dalam menghitung *payback period* biasa disebut metode *payback* dengan membagi modal awal yang dikeluarkan dengan pendapatan yang diterima oleh pemodal selama satu tahun.

Penggunaan *payback period* dalam menghitung efektivitas investasi tetap memiliki batasan. *Payback period* tidak menghitung keuntungan yang didapatkan setelah *payback period* serta memiliki keterbatasan dalam membandingkan dua proyek.

### 2.5.2 Net Present Value (NPV)

*Net Present Value* atau NPV digunakan untuk menganalisis keuntungan dari investasi atau proyek, formula yang digunakan sensitif terhadap perubahan nilai mata uang atau barang. NPV membandingkan nilai uang yang diterima hari ini dan nilai uang pada masa mendatang dengan memasukkan variabel inflasi dan laju pengembalian. NPV didasarkan pada teknik *discounted cash flow* (DCF) dengan 3 langkah dasar, yaitu menemukan *present*



*value* dari setiap arus uang, termasuk didalamnya adalah pemasukan, pengeluaran, dan diskon harga proyek.

NPV adalah perbandingan antara nilai investasi pasar dan biaya itu sendiri. Jika nilai NPV adalah negatif, maka proyek tidak direkomendasikan untuk dilaksanakan, jika nilainya positif, maka proyek layak untuk dilaksanakan. Nilai NPV bernilai nol berarti tidak ada perbedaan apabila proyek tetap dilaksanakan atau ditolak. Rumus untuk menentukan NPV adalah sebagai berikut. (Ross, 2010)

$$NPV = -S + \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} \quad (2.7)$$

dimana:

- i : *Discount Rate = Interest Rate + Inflation Rate*
- n : Masa kerja modul PV (tahun)
- t : Tahun yang akan dihitung (tahun)
- S : Investasi awal
- NCF : Pendapatan bersih hingga tahun ke-n

### 2.5.3 *Benefit Cost Ratio (BCR)*

*Benefit Cost Ratio (BCR)* adalah nilai persen uang dari sistem pembangkit yang dibandingkan dengan biaya awal investasi dan biaya *operation and maintenance*, dengan referensi nilai *payback period* yang diinginkan. Nilai SIR akan memiliki pengertian sebagai berikut. (Ross, 2010)

- a. Nilai SIR bernilai 1, maka biaya investasi akan diperoleh kembali secara penuh.
- b. Nilai SIR bernilai lebih dari 1, maka penghematan akan lebih besar daripada investasi.
- c. Nilai SIR bernilai kurang dari 1, maka biaya investasi akan lebih besar daripada penghematan sistem.

Sehingga apabila nilai SIR suatu sistem adalah 0,2 akan mengindikasikan bahwa dalam *payback period* yang diinginkan, hanya 20% biaya investasi yang bisa diperoleh kembali. Namun apabila nilai SIR sebesar 1,4 berarti penghematan melebihi biaya investasi sebesar 40%. Rumus SIR adalah sebagai berikut.

$$BCR = \frac{\sum_{t=1}^n NCF_t (1+i)^t}{S} \quad (2.8)$$

dimana:

BCR	: <i>Benefit Cost Ratio (BCR)</i>
$NCF_t$	: Net Cash Flow pada tahun ke-t
t	: Tahun
S	: Biaya investasi awal
n	: Total tahun
i	: Tingkat Bunga Bank (%)

#### 2.5.4 *Internal Rate of Return (IRR)*

*Internal Rate of Return (IRR)* adalah metode perhitungan investasi dengan menghitung tingkat bunga yang menyamakan nilai sekarang dari penerimaan yang diterima dengan nilai sekarang dari pengeluaran untuk investasi. Rumus untuk menghitung IRR adalah sebagai berikut. (Ross, 2010)

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} (i_2 - i_1) \quad (2.9)$$

dimana:

$NPV_1$	: NPV ketika $i_1$
$NPV_2$	: NPV ketika $i_2$
$i_1$	: <i>Discount rate</i> rendah
$i_2$	: <i>Discount rate</i> tinggi

#### 2.5.5 *Life-Cycle Cost (LCC) Analysis*

Pada analisis *Life-Cycle Cost*, semua biaya sekarang dan di masa depan berhubungan dengan sistem PLTS yang dibangun. Biaya tersebut dijumlahkan selama sistem PLTS bekerja, namun biaya tersebut tidak hanya energi yang dihasilkan, pemasangan, operasi dan perawatan, perbaikan, biaya pekerja, inflasi, dan laju diskon selama investasi. Perbandingan antara *Life-Cycle Cost* dengan alternatif menentukan sebuah sistem memiliki biaya yang efektif atau tidak. Rumus yang digunakan untuk menentukan *Life-Cycle Cost* adalah sebagai berikut. (Ross, 2010)

$$Life\ Cycle\ Cost = S + O\&M \quad (2.10)$$

dimana:

LCC	: Life Cycle Cost
S	: Biaya investasi awal
O&M	: Biaya Operasional dan <i>maintenance</i>

Biaya O&M yang dikeluarkan selama periode hidup proyek, akan berbeda dari tahun ke tahun. Untuk menghitung biaya O&M yang sesuai dengan laju bunga Bank Indonesia, digunakan perhitungan sebagai berikut.

$$O\&M_p = O\&M \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (2.11)$$

dimana:

$O\&M_p$  : Biaya *Present Value* O&M  
 $O\&M$  : Biaya O & M per tahun  
 $n$  : Lama *life time* proyek  
 $i$  : Tingkat bunga bank

Perbandingan yang valid antara penerimaan di masa mendatang dengan pengeluaran dana sekarang adalah hal yang sulit untuk dilakukan karena adanya perbedaan nilai waktu uang (Adi, 2016). Oleh sebab itu digunakan metode perhitungan dengan menggunakan *Discount Factor* (DF), yaitu dengan melakukan diskonto terhadap penerimaan di masa mendatang ke nilai di masa sekarang. Perhitungan *Discount Factor* adalah sebagai berikut.

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (2.12)$$

dimana:

DF : *Discount Factor*  
 $i$  : Tingkat bunga bank  
 $n$  : Lama *life time* proyek

### 2.5.6 *Cost of Energy* (COE)

*Cost of Energy* (COE) adalah perbandingan antara biaya total per tahun dari sistem dengan energy yang dihasilkannya selama periode yang sama (Santiari, 2011). Perhitungan COE dari sistem PLTS ditentukan oleh *Life Cycle Cost* (LCC), *Cost Recovery Factor* (CRF), dan jumlah energy yang dihasilkan oleh suatu PLTS.

CRF merupakan faktor yang digunakan untuk mengkonversikan semua *cash flow* dari *Life Cycle Cost* (LCC) menjadi serangkaian pembayaran atau biaya tahunan dengan jumlah yang sama (Santiari, 2011). Perhitungan CRF adalah sebagai berikut.

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.12)$$

dimana:

CRF : *Cost Recovery Factor*

i : Tingkat bunga bank (%)

n : *Life time* proyek (tahun)

Dengan menggunakan nilai *Cost Recovery Factor*, perhitungan COE dapat dilakukan dengan menggunakan cara sebagai berikut.

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{kWh} \quad (2.13)$$

dimana:

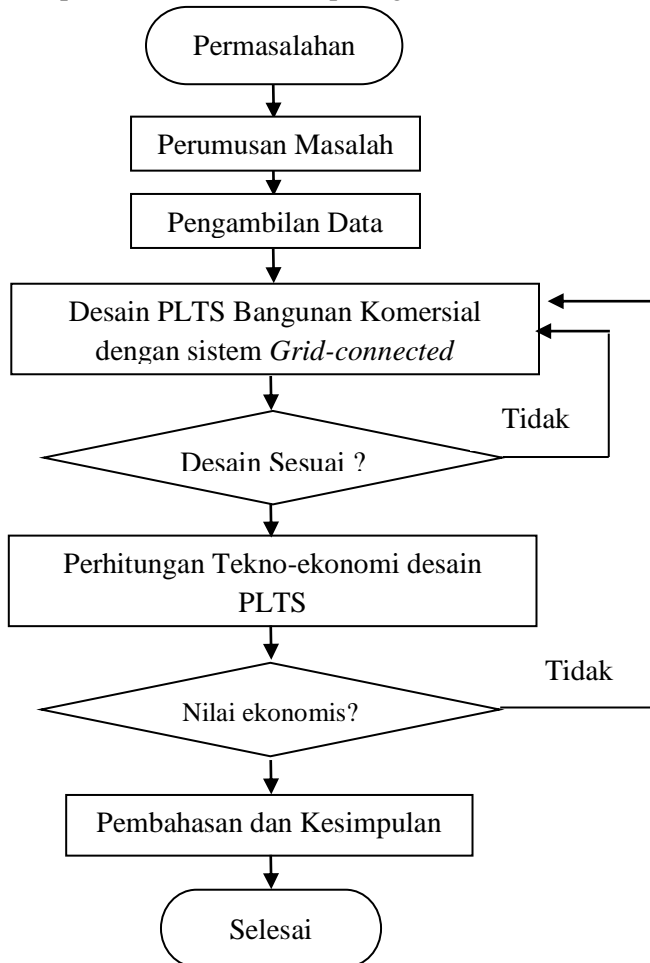
COE : *Cost of Energy* (Rp/kWh)

CRF : *Cost Recovery Factor*

kWh : Energi yang dihasilkan per tahun (kWh/tahun)

### BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Dalam melakukan desain sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) ini dilakukan berdasarkan beberapa tahap tertentu. Alur dalam penelitian ini adalah seperti gambar 3.1.



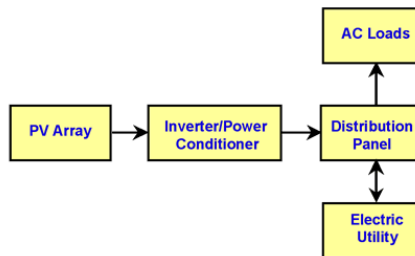
**Gambar 3.1** Diagram Alir Penelitian Tugas Akhir

Berikut dibawah ini merupakan penjelasan secara rinci mengenai diagram alir penelitian tugas akhir pada gambar 3.1.

### 3.1 Blok Diagram Sistem

PLTS akan dibangun pada bangunan komersial berupa Kafe *Coffee Toffee* di daerah Klampis Surabaya. PLTS ini diharapkan dapat membantu mengurangi energi listrik yang digunakan oleh pemilik kafe. Selama ini energi listrik yang digunakan berasal dari PLN dengan rata-rata per bulan menghabiskan energi listrik sebesar 4000 kWh dengan rincian data per hari seperti table 3.1. Pembangunan PLTS ini merupakan salah satu usaha untuk melakukan penghematan konsumsi energi fosil. Salah satu kendala yang dihadapi dalam membangun PLTS adalah biaya pembangkitan PLTS yang lebih mahal dibandingkan pembangkitan dari listrik PLN. Hal ini disebabkan modul fotovoltaik yang ada memiliki efisiensi yang masih rendah, antara 15-20% setiap  $m^2$  dan harga tiap modul yang mahal.

Sistem yang digunakan pada sistem PLTS bangunan komersial ini adalah sistem *On-grid* atau *grid-connected*. Pemakaian sistem *grid-connected* digunakan karena tidak memerlukan baterai sebagai media penyimpanan energi listrik. Sehingga dengan sistem ini biaya investasi pembangunan PLTS dapat ditekan dan dikurangi secara signifikan. Sistem *grid-connected* dapat digunakan hanya pada saat matahari bersinar, sedangkan ketika malam hari kafe akan menggunakan listrik dari PLN. Pada penelitian ini konfigurasi sistem PLTS akan dikembangkan di bangunan komersial berupa kafe *Coffee Toffee* seperti pada gambar 3.2.



**Gambar 3.2** Konfigurasi Sistem PLTS *Grid-connected*

### 3.2 Pengambilan Data

#### 3.2.1 Data Lokasi Sistem PLTS

Tahap pertama yang dilakukan adalah melakukan pengambilan data luasan *rooftop* lokasi bangunan komersial di Surabaya. Lokasi yang digunakan pada tugas akhir ini adalah *outlet Coffee Toffee* Surabaya di Jalan Klampis Surabaya. Data lengkap lokasi dapat dilihat pada tabel 3.1 berikut ini.

**Tabel 3.1** Data Lokasi Sistem PLTS

Data Lokasi <i>Coffee Toffee</i>	
Panjang	17 meter
Lebar	6,5 meter
Sudut Kemiringan	15,68°
Koordinat Lintang	7,28° LS
Koordinat Bujur	112,78° BT
<i>Altitude</i>	5 meter

Dari data yang sudah diperoleh, luasan *rooftop* yang dapat digunakan sepanjang 17 meter dengan lebar 6,5 meter. Sehingga dengan luas sebesar tersebut yang akan dimanfaatkan untuk membangun PLTS.

#### 3.2.2 Data Iradiasi Matahari Surabaya

Salah satu faktor yang sangat mempengaruhi kinerja PLTS suatu daerah adalah iradiasi yang dimiliki daerah tersebut. Iradiasi matahari adalah jumlah energi matahari yang diterima oleh suatu lokasi tertentu setiap  $m^2$  per hari. Semakin besar iradiasi yang diterima oleh modul fotovoltaik, maka akan menghasilkan arus yang semakin besar dengan tegangan yang semakin kecil. Data iradiasi lokasi sistem PLTS adalah sebagai berikut.

**Tabel 3.2** Data Iradiasi Matahari Surabaya

Bulan	Global Irrad.	Diffuse Irrad.	Temper.	Wind Vel.
Januari	4.83	1.82	26.6	3.74
Februari	5.93	1.84	26.2	3.11
Bulan	Global Irrad.	Diffuse Irrad.	Temper.	Wind Vel.

Maret	6.84	1.83	26.5	2.63
April	6.97	1.86	27.1	1.81
Mei	5.94	1.96	27.5	1.60
Juni	4.66	2.08	27.8	2.85
Juli	4.56	2.11	27.4	2.60
Agustus	4.70	2.17	27.6	3.09
September	4.37	2.22	27.3	2.46
Oktober	4.57	2.06	27.0	2.30
November	3.85	1.94	27.2	2.59
Desember	3.51	1.86	27.1	3.35
Rata-rata	5.05	1.98	27.1	2.68

Keterangan :

Global Irrad : Radiasi total lokasi PLTS (kWh/m<sup>2</sup>/hari)

Diffuse Irrad: Radiasi hambur lokasi PLTS (kWh/m<sup>2</sup>/hari)

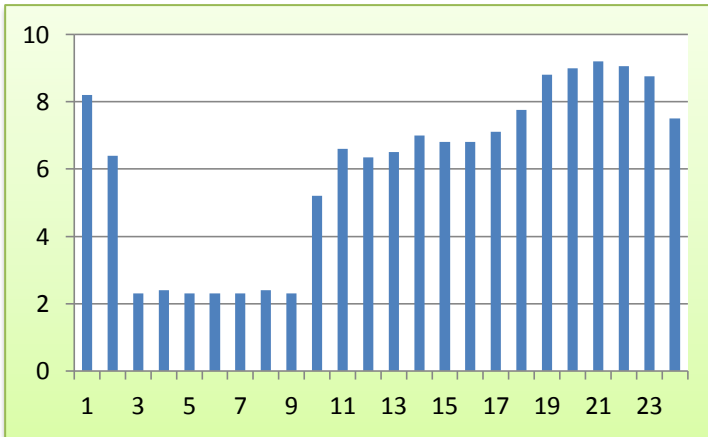
Temper : Suhu lingkungan lokasi PLTS (°C)

Wind Vel : Kecepatan angin lokasi PLTS (m/s)

### 3.2.3 Data Beban di Kafe *Coffee Toffee*

PLTS yang akan dibangun di *rooftop* kafe *coffee toffee* yaitu sebesar 4 kWp. Kapasitas tersebut berdasarkan data beban penggunaan yang dimiliki oleh kafe dan kemampuan finansial yang ada. Dengan kapasitas yang tidak terlalu besar, permasalahan *power quality* dapat dikurangi sehingga tidak mengganggu jaringan listrik PLN yang ada. Berikut ini adalah data beban kafe *Coffee Toffee* selama pengambilan data pada tanggal 14 Oktober hingga 14 November 2016. Selama pengambilan data, didapatkan kesimpulan bahwa dalam satu bulan, kafe menggunakan energi listrik sebesar 4433,3 kWh. Pemakaian energi listrik meningkat ketika hari sabtu dan minggu, sedangkan pemakaian berkurang pada hari jumat. Data energi listrik secara lengkap dapat dilihat pada gambar 3.3.





**Gambar 3.3** Grafik Kebutuhan Listrik Bangunan

### 3.3 Komponen Sistem PLTS

Untuk melakukan rancangan sistem PLTS *On-grid*, diperlukan beberapa komponen sebagai berikut.

#### 3.3.1 Modul PV

Pada penelitian ini modul yang digunakan adalah jenis polikristal dan monokristal dengan kapasitas @250 Wp. Modul yang dimaksud berasal dari 3 negara yaitu Jerman, Cina, dan Indonesia. Pemilihan ketiga negara ini untuk mengetahui perbandingan biaya investasi apabila menggunakan masing-masing modul ketiga negara.

#### 3.3.2 Inverter

Inverter yang dipilih harus memiliki kemampuan untuk mengatasi beban AC yang dimiliki oleh sistem yang ingin dipenuhi. Keluaran inverter harus lebih besar dari total daya dari beban AC. Masukan tegangan DC inverter seharusnya sesuai dengan keluaran tegangan baterai dan dapat beroperasi dengan range tegangan kontoller. Dalam sistem ini, inverter yang digunakan adalah jenis *three phase* 50 Hz. Spesifikasi inverter bisa dilihat pada table 3.3 berikut ini.

**Tabel 3.3** Spesifikasi Inverter

Input (DC)	
Max. DC Power	22000 W
Max. Input Voltage	880 V
MPP Voltage Range	430-800 V
Max. Input Current	42 A
String per MPP Input	5
Output (AC)	
Rated Power ( 230 V, 50 Hz)	20000 W
Nominal Output Voltage	400 V
Nominal AC Voltage Range	310 V-450 V
Power Factor	1
Rated Power Frequency	50 Hz
Rated Grid Voltage	230 V
Displacement Power Factor	0.99
Efficiency	
Max. Efficiency	97.8%
European Efficiency	97.5%

### 3.4 Desain dan Simulasi Sistem PLTS

Yang dimaksud dengan desain pada penelitian ini adalah membuat gambar atau pola; bertujuan untuk merencanakan atau mengembangkan sesuatu untuk tujuan tertentu (Longman Dictionary of Contemporary English (Fifth edition) 2009). Desain sistem PLTS grid-connected dilakukan setelah dilakukan perhitungan komponen sistem PLTS yang dibutuhkan. Perhitungan dilakukan pada komponen modul PV dan inverter yang digunakan. Setelah perhitungan dan desain telah dilakukan, langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi.

Simulasi adalah metode untuk mengevaluasi kinerja dari suatu sistem yang sudah ada atau yang akan diusulkan. Simulasi dilakukan untuk mengurangi kemungkinan kegagalan, menghilangkan potensi sistem tidak berfungsi dengan baik, mencegah kelebihan beban kerja dari sistem, dan untuk mengoptimalkan kinerja sistem (Maria 1997). Dengan melakukan

simulasi pada *software* PVSyst, akan didapatkan estimasi energi yang dapat diproduksi oleh PLTS yang akan didesain.

### 3.5 Perhitungan Ekonomi Desain PLTS

Perhitungan ekonomi dilakukan dengan menghitung biaya siklus hidup (LCC), faktor pemulihan modal (CRF), dan biaya energi PLTS (COE). Setelah melakukan perhitungan ekonomi, dilakukan analisis kelayakan investasi PLTS dengan menggunakan metode NPV, PI, dan *Payback Period* (PI).

Berikut adalah perhitungan yang dilakukan untuk menghitung biaya ekonomi dan kelayakan investasi.

- a. Biaya siklus hidup (LCC) dilakukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mathbf{LCC = S + O\&M} \quad (3.1)$$

- b. Faktor pemulihan modal (CRF) dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mathbf{CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}} \quad (3.2)$$

- c. Biaya energi PLTS dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mathbf{COE = \frac{LCC \times CRF}{kWh}} \quad (3.3)$$

- d. Metode *Net Present Value* (NPV) dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mathbf{NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NFC_t}{(1+i)^t} - S} \quad (3.4)$$

- e. Metode *Profitability Index* (PI) dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mathbf{PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{NFC_t (1+i)^{-t}}{S}}{1}} \quad (3.5)$$

- f. Metode *Internal Rate of Return* (IRR) dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mathbf{IRR} = \mathbf{i}_1 + \left( \frac{\mathbf{NPV}_1}{\mathbf{NPV}_1 - \mathbf{NPV}_2} \right) \times (\mathbf{i}_2 - \mathbf{i}_1) \quad (3.6)$$

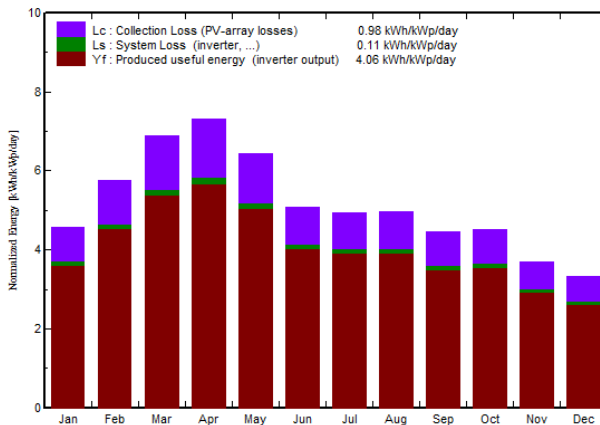
## BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Hasil Simulasi Sistem PLTS

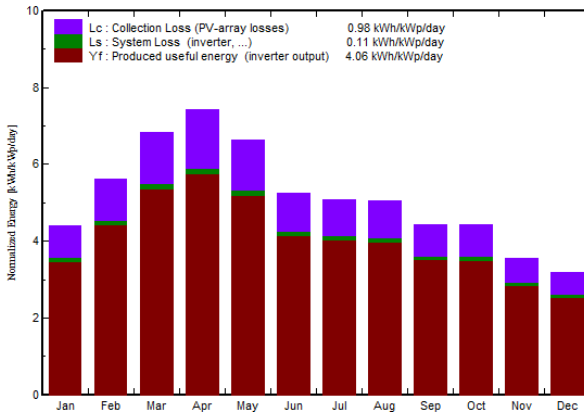
PLTS akan dibangun pada bangunan komersial berupa Kafe *Coffee Toffee* di daerah Klampis Surabaya. Untuk melakukan simulasi sistem PLTS, terlebih dahulu dilakukan perhitungan jumlah komponen modul PV dan inverter yang digunakan. Pada penelitian ini kapasitas yang akan dibangun adalah 21 kWp dengan menggunakan modul PV tipe monokristal dan polikristal masing-masing berkapasitas @250 Wp dan inverter dengan kapasitas 20 kW. Sebelum melakukan simulasi desain sistem PLTS, terlebih dahulu menghitung jumlah modul dan inverter yang dibutuhkan. Modul yang dirangkai seri dan parallel jumlahnya juga diperhitungkan.

#### 4.1.1 Hasil Simulasi Modul Polikristal

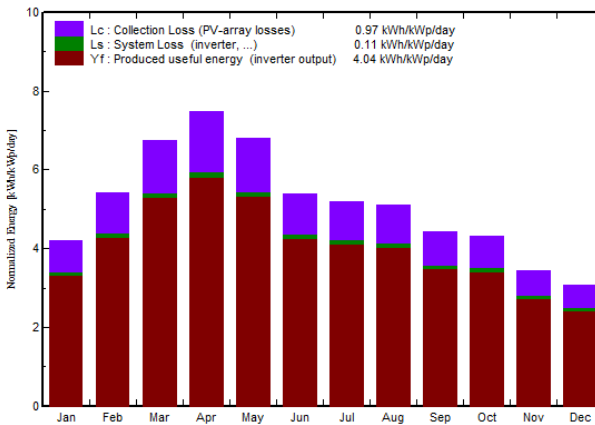
Perhitungan yang sudah dilakukan kemudian dijadikan acuan dalam melakukan simulasi dengan menggunakan *perangkat lunak* PVSyst. Hasil simulasi berupa energi listrik yang dihasilkan setiap bulannya berdasarkan data iradiasi yang dimasukkan ke dalam *perangkat lunak* PVSyst. Hasil simulasi PVSyst dengan modul berasal dari Cina adalah sebagai berikut.



**Gambar 4.1** Polikristal Cina dengan sudut kemiringan 10°



**Gambar 4.2** Polikristal Cina dengan sudut kemiringan 15°

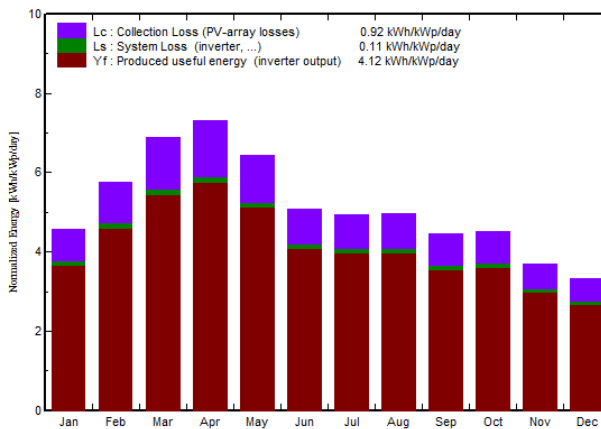


**Gambar 4.3** Polikristal Cina dengan sudut kemiringan 20°

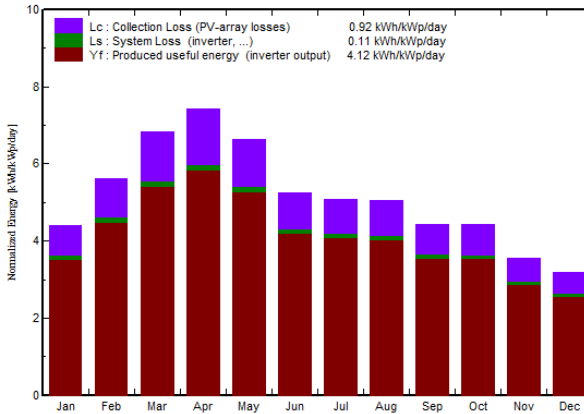
Berdasarkan hasil simulasi *perangkat lunak* PVSyst dengan menggunakan modul tipe polikristal produk Cina, didapatkan hasil energi listrik sebesar 31.13 MWh/tahun variasi sudut kemiringan 10°, 31.14 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 15°, dan 30.97 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 20°. Dengan rata-rata rasio performansi untuk modul polikristal Cina sebesar 78.8%. Dari ketiga variabel sudut kemiringan modul, sistem akan menghasilkan energi listrik

tertinggi pada bulan April dan terendah pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan  $10^\circ$  dihasilkan energi listrik sebesar 3580 kWh pada bulan April dan 1709 kWh pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan  $15^\circ$  dihasilkan energi listrik sebesar 3628 kWh pada bulan April dan 1648 kWh pada bulan Desember. Sedangkan pada sudut kemiringan  $20^\circ$  dihasilkan energi listrik pada bulan April sebesar 3654 kWh dan pada bulan Desember sebesar 1576 kWh. Dari ketiga sistem yang telah didesain, sistem akan mengalami *system losses* dan *array losses* yang berbeda-beda. Modul dengan sudut kemiringan  $10^\circ$  masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 0.98 kWh/kWp/hari dan 0.11 kWh/kWp/hari, begitu juga dengan modul dengan sudut kemiringan  $15^\circ$ . Sedangkan modul dengan sudut kemiringan  $20^\circ$  masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 0.97 kWh/kWp/hari dan 0.11 kWh/kWp/hari. Nilai *losses* yang terbesar disebabkan oleh kenaikan suhu permukaan pada modul.

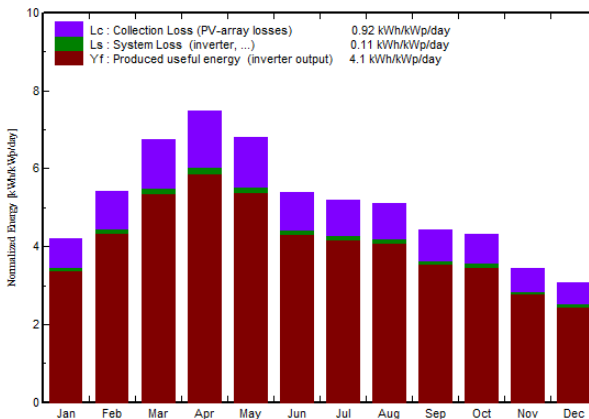
Hasil simulasi dengan menggunakan modul PV polikristal berasal dari Indonesia telah dilakukan. Modul yang digunakan berkapasitas 250 Wp. Hasil simulasi dengan *perangkat lunak* PVSyst adalah sebagai berikut.



**Gambar 4.4** Polikristal Indonesia dengan sudut kemiringan  $10^\circ$



**Gambar 4.5** Polikristal Indonesia dengan sudut kemiringan 15°

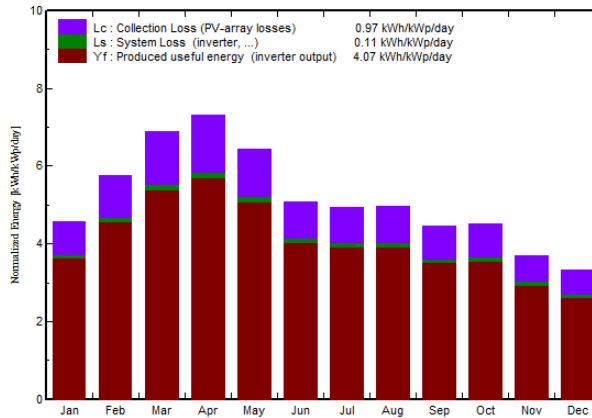


**Gambar 4.6** Polikristal Indonesia dengan sudut kemiringan 20°

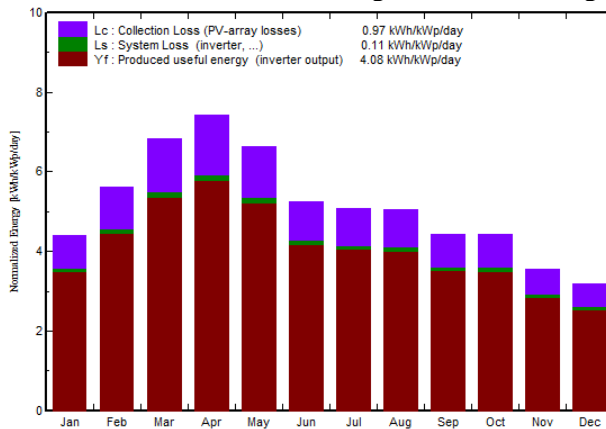
Simulasi dengan modul polikristal berasal dari Indonesia didapatkan hasil energi listrik per tahun yaitu sebesar 31.56 MWh dengan sudut kemiringan modul 10°, 31.58 MWh apabila menggunakan sudut kemiringan 15°, dan pada sudut kemiringan 20° sebesar 31.40 MWh. Rasio performansi yang dimiliki oleh modul berasal dari Indonesia yaitu sebesar 79.9%, lebih besar apabila dibandingkan dengan modul berasal dari Cina. Dengan produksi energi tertinggi pada bulan April dan terendah pada bulan Desember. Dari ketiga sistem yang telah didesain, sistem



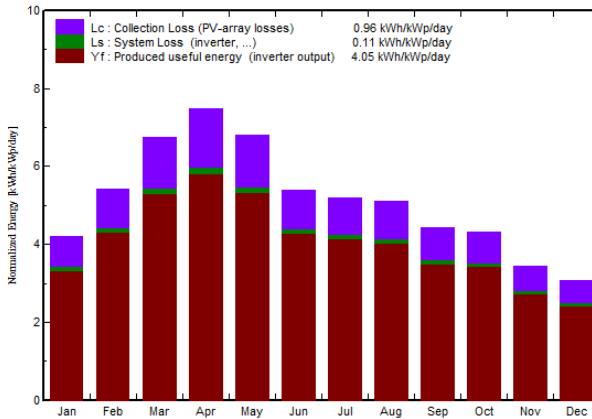
dengan menggunakan modul berasal dari Indonesia mengalami *system losses* dan *array losses* yang sama. *Losses* yang terjadi pada *array system* sebesar 0.92 kWh/kWp/hari dan 0.11 kWh/kWp/hari *losses* pada sistem. Besarnya *losses* yang terjadi disebabkan oleh kenaikan suhu permukaan modul sebesar -10.6% dan efisiensi inverter sebesar -2.4%.



**Gambar 4.7** Polikristal Jerman dengan sudut kemiringan 10°



**Gambar 4.8** Polikristal Jerman dengan sudut kemiringan 15°



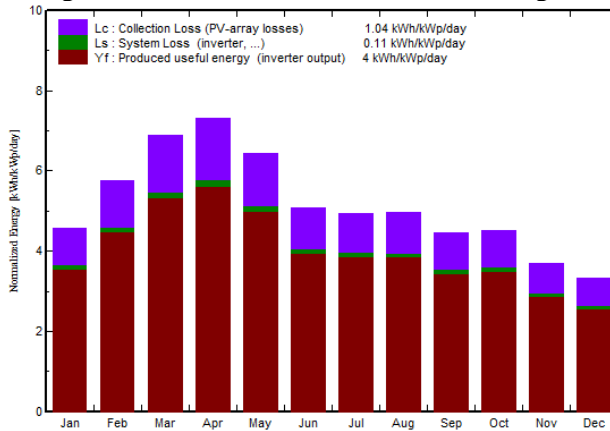
**Gambar 4.9** Polikristal Jerman dengan sudut kemiringan 20°

Berdasarkan hasil simulasi *perangkat lunak* PVSyst dengan menggunakan modul tipe polikristal berasal dari Jerman, didapatkan hasil energi listrik sebesar 31.22 MWh/tahun variasi sudut kemiringan 10°, 31.24 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 15°, dan 31.07 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 20°. Dengan rata-rata rasio performansi untuk modul polikristal Cina sebesar 79.1%. Dari ketiga variabel sudut kemiringan modul, sistem akan menghasilkan energi listrik tertinggi pada bulan April dan terendah pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 10° dihasilkan energi listrik sebesar 3592 kWh pada bulan April dan 1714 kWh pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 15° dihasilkan energi listrik sebesar 3640 kWh pada bulan April dan 1652 kWh pada bulan Desember. Sedangkan pada sudut kemiringan 20° dihasilkan energi listrik pada bulan April sebesar 3667 kWh dan pada bulan Desember sebesar 1580 kWh. Dari ketiga sistem yang telah didesain, sistem akan mengalami *system losses* dan *array losses* yang berbeda-beda. Modul dengan sudut kemiringan 10° masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 0.97 kWh/kWp/hari dan 0.11 kWh/kWp/hari, begitu juga dengan modul dengan sudut kemiringan 15°. Sedangkan modul dengan sudut kemiringan 20° masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 0.96 kWh/kWp/hari dan 0.11

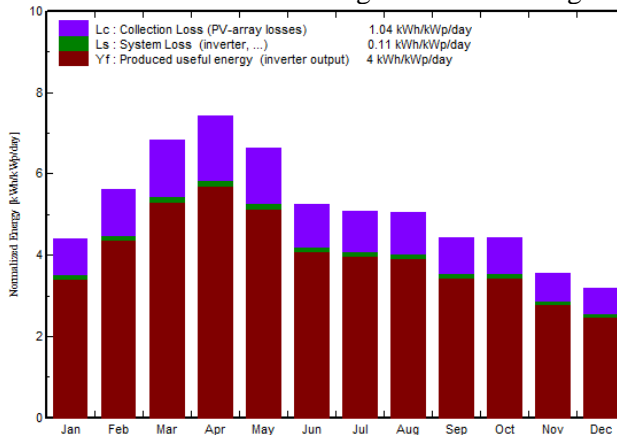
kWh/kWp/hari. Nilai *losses* yang terbesar disebabkan oleh kenaikan suhu permukaan pada modul yaitu sebesar -11.3%.

#### 4.1.2 Hasil Simulasi Modul Monokristal

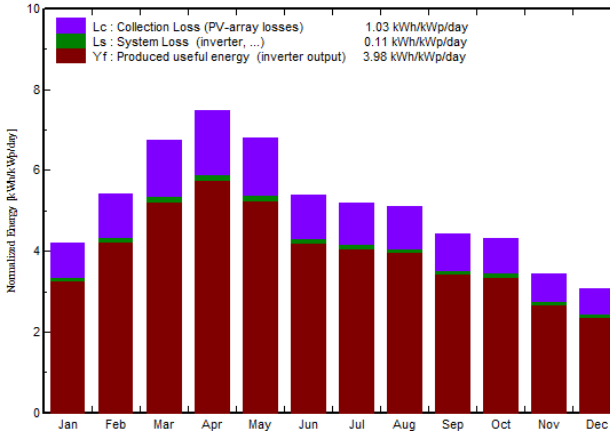
Perhitungan selanjutnya dengan menggunakan modul tipe monokristal. Hasil simulasi menggunakan perangkat lunak PVsyst dengan modul berasal dari Cina adalah sebagai berikut.



**Gambar 4.10** Monokristal Cina dengan sudut kemiringan  $10^{\circ}$



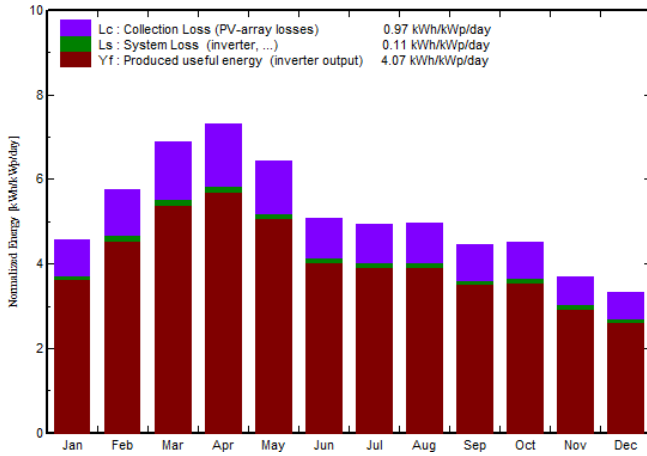
**Gambar 4.11** Monokristal Cina dengan sudut kemiringan  $15^{\circ}$



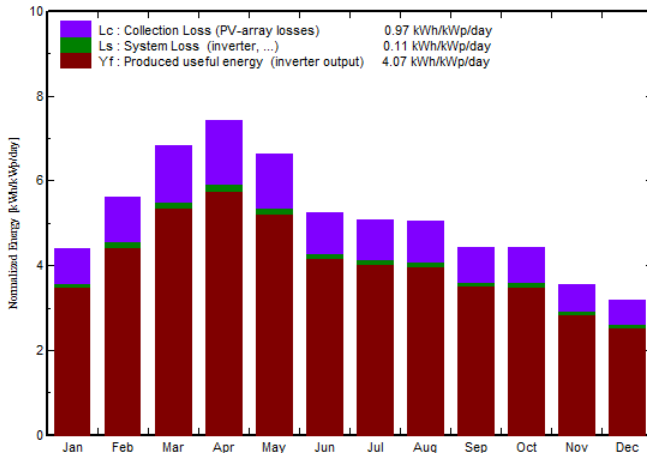
**Gambar 4.12** Monokristal Cina dengan sudut kemiringan 20°

Berdasarkan hasil simulasi *perangkat lunak* PVSyst dengan menggunakan modul tipe monokristal berasal dari Cina, didapatkan hasil energi listrik sebesar 30.68 MWh/tahun variasi sudut kemiringan 10°, 30.69 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 15°, dan 30.53 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 20°. Dengan rata-rata rasio performansi untuk modul polikristal Cina sebesar 77.7%. Dari ketiga variabel sudut kemiringan modul, sistem akan menghasilkan energi listrik tertinggi pada bulan April dan terendah pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 10° dihasilkan energi listrik sebesar 3546 kWh pada bulan April dan 1676 kWh pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 15° dihasilkan energi listrik sebesar 3595 kWh pada bulan April dan 1615 kWh pada bulan Desember. Sedangkan pada sudut kemiringan 20° dihasilkan energi listrik pada bulan April sebesar 3622 kWh dan pada bulan Desember sebesar 1544 kWh. Dari ketiga sistem yang telah didesain, sistem akan mengalami *system losses* dan *array losses* yang berbeda-beda. Modul dengan sudut kemiringan 10° masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 1.04 kWh/kWp/hari dan 0.11 kWh/kWp/hari, begitu juga dengan modul dengan sudut kemiringan 15°. Sedangkan modul dengan sudut kemiringan 20° masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 1.03 kWh/kWp/hari dan 0.11

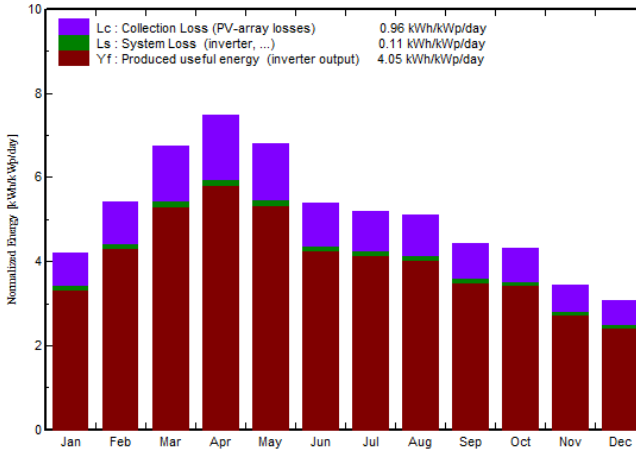
kWh/kWp/hari. Nilai *losses* yang terbesar disebabkan oleh kenaikan suhu permukaan pada modul yaitu sebesar -11.7% dengan efisiensi pada saat kondisi standar pengujian pada 25°C yaitu 15.38%



**Gambar 4.13** Monokristal Indonesia sudut kemiringan 10°

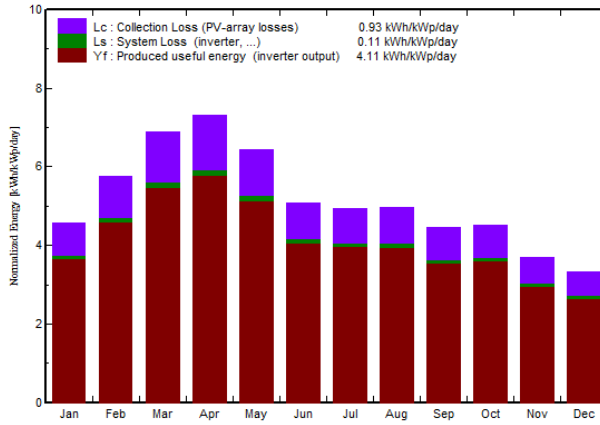


**Gambar 4.14** Monokristal Indonesia sudut kemiringan 15°

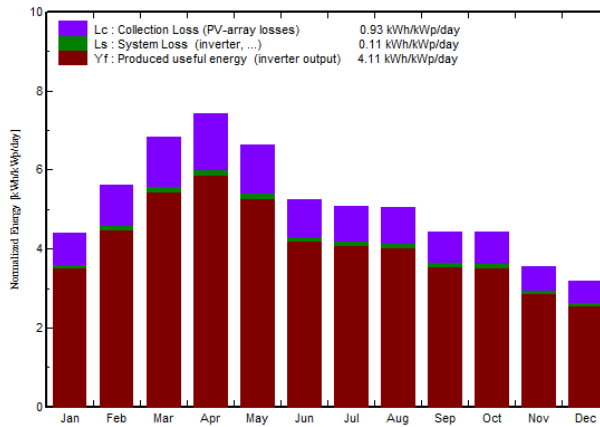


**Gambar 4.15** Monokristal Indonesia sudut kemiringan 20°

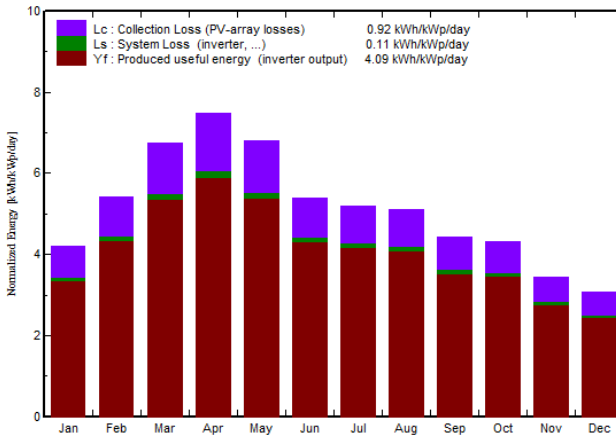
Simulasi dengan modul polikristal berasal dari Indonesia didapatkan hasil energi listrik per tahun yaitu sebesar 31.19 MWh dengan sudut kemiringan modul 10°, 31.20 MWh apabila menggunakan sudut kemiringan 15°, dan pada sudut kemiringan 20° sebesar 31.03 MWh. Rasio performansi yang dimiliki oleh modul berasal dari Indonesia yaitu sebesar 79%, lebih besar apabila dibandingkan dengan modul berasal dari Cina. Dengan produksi energi tertinggi pada bulan April dan terendah pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 10° dihasilkan energi listrik sebesar 3584 kWh pada bulan April dan 1714 kWh pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 15° dihasilkan energi listrik sebesar 3632 kWh pada bulan April dan 1652 kWh pada bulan Desember. Dari ketiga sistem yang telah didesain, sistem dengan menggunakan modul berasal dari Indonesia mengalami *system losses* dan *array losses* yang sama. *Losses* yang terjadi pada *array system* sebesar 0.97 kWh/kWp/hari dan 0.11 kWh/kWp/hari *losses* pada sistem. Besarnya *losses* yang terjadi disebabkan oleh kenaikan suhu permukaan modul sebesar -11.6% dan efisiensi inverter sebesar -2.4%. Pada saat *Standart Test Conditions (STC)* sistem memiliki efisiensi sebesar 15.47%.



**Gambar 4.16** Monokristal Jerman sudut kemiringan  $10^\circ$



**Gambar 4.17** Monokristal Jerman sudut kemiringan  $15^\circ$



**Gambar 4.18** Monokristal Jerman sudut kemiringan 20°

Berdasarkan hasil simulasi *perangkat lunak* PVSyst dengan menggunakan modul tipe monokristal berasal dari Jerman, didapatkan hasil energi listrik sebesar 31.19 MWh/tahun variasi sudut kemiringan 10°, 31.20 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 15°, dan 31.03 MWh/tahun untuk variasi sudut kemiringan 20°. Dengan rata-rata rasio performansi untuk modul polikristal Cina sebesar 79.8%. Dari ketiga variabel sudut kemiringan modul, sistem akan menghasilkan energi listrik tertinggi pada bulan April dan terendah pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 10° dihasilkan energi listrik sebesar 3643 kWh pada bulan April dan 1725 kWh pada bulan Desember. Pada sudut kemiringan 15° dihasilkan energi listrik sebesar 3693 kWh pada bulan April dan 1662 kWh pada bulan Desember. Sedangkan pada sudut kemiringan 20° dihasilkan energi listrik pada bulan April sebesar 3720 kWh dan pada bulan Desember sebesar 1589 kWh. Dari ketiga sistem yang telah didesain, sistem akan mengalami *system losses* dan *array losses* yang berbeda-beda. Modul dengan sudut kemiringan 10° masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 0.93 kWh/kWp/hari dan 0.11 kWh/kWp/hari, begitu juga dengan modul dengan sudut kemiringan 15°. Sedangkan modul dengan sudut kemiringan 20° masing-masing memiliki nilai *system losses* dan *array losses* sebesar 0.92 kWh/kWp/hari dan 0.11

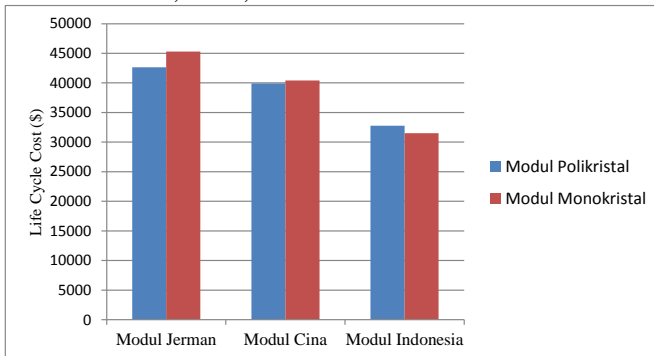


kWh/kWp/hari. Nilai *losses* yang terbesar disebabkan oleh kenaikan suhu permukaan pada modul yaitu sebesar -10.1% dengan efisiensi sistem saat pengujian pada kondisi standar sebesar 13.62%.

## 4.2 Hasil Perhitungan Ekonomi PLTS

### 4.2.1 Menghitung *Life Cycle Cost* (LCC)

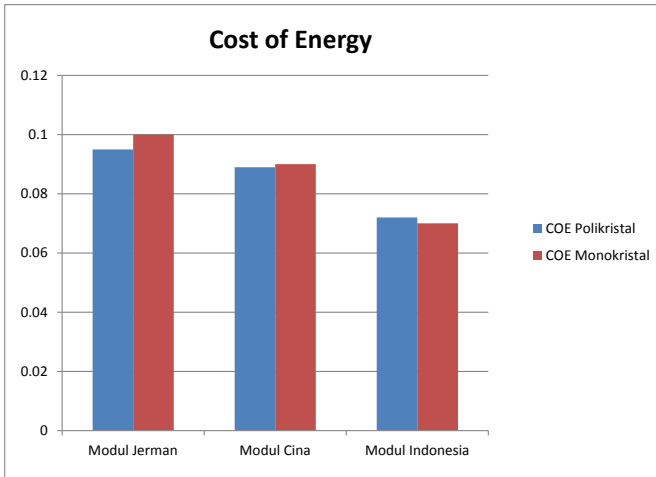
*Life Cycle Cost* yang digunakan pada penelitian ini terdiri dari biaya investasi awal dan biaya operasional dan *maintenance* (O&M). *Life Cycle Cost* yang dihitung adalah sistem PLTS yang menggunakan modul dengan tipe polikristal dan monokristal berasal dari Jerman, Cina, dan Indonesia.



**Gambar 4.19** Perbandingan Nilai *Life Cycle Cost*

### 4.2.2 Perhitungan Biaya Energi (COE)

Perhitungan biaya energi atau *Cost of Energy* (COE) ditentukan berdasarkan besarnya biaya *Life Cycle Cost* (LCC), faktor pemulihan modal (CRF), dan jumlah energi listrik yang diproduksi oleh masing-masing sistem PLTS dalam satu tahun. Perbedaan nilai COE masing-masing modul PV adalah sebagai berikut.



**Gambar 4.20** Perbedaan Nilai *Cost of Energy*

Dari hasil perhitungan COE sistem PLTS pada bangunan komersial dapat diketahui bahwa biaya energi PLTS dengan menggunakan modul tipe polikristal sebesar \$0.095/kWh apabila menggunakan modul Jerman, \$0.089/kWh apabila menggunakan modul Cina dan COE sebesar \$0.072/kWh apabila menggunakan modul Indonesia. Sedangkan untuk modul tipe monokristal didapatkan nilai COE sebesar \$0.100/kWh apabila menggunakan modul Jerman, \$0.090/kWh apabila menggunakan modul Cina dan COE sebesar \$0.070/kWh apabila menggunakan modul Indonesia. Dengan menggunakan kurs Bank Indonesia pada tanggal 9 Desember 2016 yaitu sebesar Rp13404 per USD, maka nilai COE untuk modul polikristal didapatkan nilai sebesar Rp1273/kWh untuk modul Jerman, Rp1192/kWh untuk modul Cina dan Rp965/kWh untuk modul Indonesia. Sedangkan untuk modul monokristal didapatkan nilai sebesar Rp1340.4/kWh untuk modul Jerman, Rp1206/kWh untuk modul Cina dan Rp938/kWh untuk modul Indonesia. Biaya energi ini lebih murah daripada tarif listrik yang dikeluarkan oleh PLN, yaitu sebesar Rp1472/kWh per bulan Desember 2016.

### 4.3 Hasil Perhitungan Kelayakan Investasi

Analisis kelayakan investasi dilakukan untuk menentukan apakah suatu proyek layak untuk dijalankan atau tidak. Pada penelitian ini, digunakan 4 metode perhitungan untuk menentukan kelayakan investasi dari sistem PLTS pada bangunan komersial ini. Metode tersebut adalah *Net Present Value* (NPV), *Profitability Index* (PI), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Payback Period*. Hasil perhitungan terhadap analisis kelayakan investasi penelitian ini adalah sebagai berikut.

#### Investasi Awal Modul Polikristal

Modul Jerman	\$37,442
Modul Cina	\$34,712
Modul Indonesia	\$27,566

Tingkat Bunga (Bank Indonesia, 2016)	4,5%
Lama Proyek	20 tahun
<i>Capital Recovery Factor</i> (CRF)	0,07

#### Energi Listrik yang dihasilkan

Modul Jerman	31,239 kWh/tahun
Modul Cina	31,145 kWh/tahun
Modul Indonesia	31,575 kWh/tahun

#### Biaya Pemasukan

Modul Jerman	\$3123.9
Modul Cina	\$3114.5
Modul Indonesia	\$3157.5

#### Biaya Pengeluaran

O&M	\$400/tahun
-----	-------------

**Tabel 4.1** Hasil Kelayakan Investasi Modul Polikristal

Modul	Metode	Nilai	Keterangan
Jerman	NPV	- \$2,009.68	Tidak Layak
	PI	0.94	Tidak Layak
	IRR	4.49%	Tidak Layak

	Payback Period	>20 tahun	Tidak Layak
Cina	NPV	\$598.04	Layak
	PI	1.01	Layak
	IRR	4.5%	Layak
	Payback Period	20 tahun	Layak
Indonesia	NPV	\$8,303.38	Layak
	PI	1.30	Layak
	IRR	4.5%	Layak
	Payback Period	14 tahun	Layak

**Investasi Awal Modul Monokristal**

Modul Jerman	\$40,101
Modul Cina	\$35,198
Modul Indonesia	\$26,312

Tingkat Bunga (Bank Indonesia, 2016)	4,5%
Lama Proyek	20 tahun
<i>Capital Recovery Factor</i> (CRF)	0,07

**Energi Listrik yang dihasilkan**

Modul Jerman	31,540 kWh/tahun
Modul Cina	30,695 kWh/tahun
Modul Indonesia	31,204 kWh/tahun

**Biaya Pemasukan**

Modul Jerman	\$3154
Modul Cina	\$3069.5
Modul Indonesia	\$3120.4

**Biaya Pengeluaran**

O&M	\$400/tahun
-----	-------------

**Tabel 4.2** Hasil Kelayakan Investasi Modul Monokristal

Modul	Metode	Nilai	Keterangan
Jerman	NPV	- \$2,009.68	Tidak Layak
	PI	0.94	Tidak Layak

	IRR	4.49%	Tidak Layak
	Payback Period	>20 tahun	Tidak Layak
Cina	NPV	-\$473.31	Tidak Layak
	PI	0.98	Tidak Layak
	IRR	4.5%	Tidak Layak
	Payback Period	>4720 tahun	Tidak Layak
Indonesia	NPV	\$9,074.79	Layak
	PI	1.34	Layak
	IRR	4.54%	Layak
	Payback Period	13 tahun	Layak

**Tabel 4.3** Pengaruh Perubahan *BI 7-day Rate*

No	Modul	Suku Bunga	Payback Period
1	Polikristal	4.5%	14 tahun
		5.5%	15 tahun
		6.5%	17 tahun
		7.5%	20 tahun
		8.5%	> 20 tahun
		10%	> 20 tahun
1	Monokristal	4.5%	13 tahun
		5.5%	15 tahun
		6.5%	16 tahun
		7.5%	18 tahun
		8.5%	> 20 tahun
		10%	> 20 tahun

Perancangan sistem PLTS pada bangunan komersial Kafe *Coffee Toffee* telah dilakukan dengan menggunakan dua variabel modul yaitu modul polikristal dan modul monokristal. Modul yang digunakan memiliki kapasitas 250 Wp dengan menggunakan inverter 22 kW. Dari perhitungan yang telah dilakukan, terhadap modul tipe polikristal, modul buatan Indonesia memiliki nilai *Cost of Energy (COE)* yang paling baik dibandingkan dengan modul buatan Jerman dan Cina, yaitu Rp965/kWh. Modul berasal dari Indonesia juga memiliki nilai investasi yang lebih murah sebesar \$27,566 , Begitu juga dengan

modul tipe monokristal, modul berasal dari Indonesia memiliki nilai COE yang paling murah sebesar Rp938/kWh dengan investasi awal untuk membangun sebesar \$26,312.

Hasil analisis kelayakan investasi dengan menggunakan metode NPV, PI, IRR, dan *Payback Period* dapat dilihat pada tabel 4.4. Hasil perhitungan NPV kedua modul menunjukkan bahwa secara keseluruhan sistem PLTS pada bangunan komersial layak dilaksanakan. Hal ini ditandai dengan tidak adanya nilai NPV yang kurang dari 0, sehingga sistem PLTS dengan kedua modul akan mendapatkan keuntungan apabila dilaksanakan. Nilai keuntungan yang terbesar didapatkan apabila sistem PLTS menggunakan modul berasal dari Jerman. Apabila dilihat dari metode *Profitability Index*, kedua modul juga memiliki nilai yang masih layak untuk dilakukan investasi. Nilai 1.11 dan 1.06 masih berada di atas nilai kelayakan investasi untuk sebuah *Profitability Index* minimal sebesar 1. Kondisi IRR kedua modul menunjukkan bahwa nilai tersebut lebih dari nilai tingkat suku bunga yang ditetapkan oleh Bank Indonesia, yaitu sebesar 4,5%. Sehingga kedua modul mendapatkan nilai kelayakan investasi yang layak. Dalam hal pengembalian modal investasi, kedua modul memiliki nilai *Payback Period* yang masih dibawah batas *life time* suatu proyek. Modul polikristal berasal dari Indonesia akan mengembalikan modal investasi ketika PLTS memproduksi selama 14 tahun, sedangkan modul monokristal berasal dari Indonesia memiliki *Payback Period* ketika PLTS memproduksi selama 13 tahun.

Dari hasil perhitungan kelayakan investasi dengan memperhitungkan besar biaya investasi yang dikeluarkan didapatkan hasil bahwa penggunaan modul dengan jenis polikristal lebih efisien diterapkan pada jenis bangunan komersial karena memiliki harga yang lebih murah.

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Kesimpulan yang bisa didapatkan dari hasil penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Rancangan sistem PLTS pada bangunan komersial di Surabaya, Indonesia telah dilakukan pada bangunan Kafe *Coffee Toffee* dengan kapasitas 21 kWp per hari menggunakan sistem *grid-connected*. Modul yang digunakan yaitu modul polikristal dan monokristal 250 Wp sebanyak 84 buah dengan inverter kapasitas 20 kW.
2. Berdasarkan analisis ekonomi dan kelayakan investasi, sistem PLTS yang telah dirancang layak untuk dilaksanakan pembangunannya apabila menggunakan modul produksi Indonesia. Sistem akan mengalami pengembalian modal investasi setelah berproduksi selama 13 tahun untuk penggunaan modul monokristal dan 14 tahun untuk modul polikristal
3. Kenaikan tingkat suku bunga Bank Indonesia dapat meningkatkan *Payback Period*, mengurangi nilai NPV, dan memperkecil nilai PI dari investasi. Dengan menggunakan perhitungan sederhana, nilai maksimum suku bunga Bank Indonesia adalah sebesar 7.5% agar investasi 21 kWp masih layak dilakukan.

#### **5.2 Saran**

Saran yang dapat diberikan oleh peneliti pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

- a. Perlu dilakukan penetapan tingkat suku bunga oleh Bank Indonesia dibawah 6,5% agar proyek pembangunan PLTS semakin diminati.
- b. Rancangan sistem PLTS dapat diterapkan oleh pemerintah dan investor yang ingin membangun PLTS pada bangunan komersial di Surabaya

- c. Perlu dilakukan studi lebih lanjut tentang *power quality* pada *grid-connected*, sehingga dapat mengurangi kerugian atau *losses* yang diakibatkan oleh sistem PLTS.



## DAFTAR PUSTAKA

- The Practical Aspect of Solar Space and Domestic Water Heating Systems for Residential Buildings* (Vol. 5). (1978). Colorado: Colorado State University.
- Longman Dictionary of Contemporary English (Fifth edition)*. (2009). Harlow: Pearson Education Limited.
- Outlook Energi Indonesia* . (2014). Jakarta: Dewan Energi Nasional RI.
- Photovoltaics Report. (2016). Fraunhofer: Fraunhofer ISE.
- Adi, Y. (2016). Analisis Tekno Ekonomi PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap. Surabaya: ITS.
- Akash Kumar Shukla, S. S. (2016). Design, Simulation, and Economic Analysis of Standalone Rooftop Solar PV System in India. *Solar Energy*, 437-449.
- Elieser Tarigan, D. F. (2015). Techno-Economic Simulation of a Grid-Connected PV System Design as Specifically Applied to Residential in Surabaya, Indonesia. *Conference and Exhibition Indonesia- New, Renewable Energy and Energy Conservation* (pp. 90-99). Surabaya: Energy Procedia.
- Elinur, D. P. (2010). Perkembangan Konsumsi dan Penyediaan Energi dalam Perekonomian Indonesia. *Indonesia Journal of Agricultural Economics (IJAE)*.
- Jessup, E. (1974). Brief History of The Solar Radiation Program. Solar Energy Data Workshop.
- Lubis, A. (2007). Energi Terbarukan dalam Pembangunan Berkelanjutan. *Jurnal Teknik Lingkungan*, 155-162.
- Maria, A. (1997). Introduction to Modeling and Simulation. *Proceedings of the 1997 Winter Simulation Conference* . New York: State University of New York.
- Ross, S. (2010). Fundamental of Corporate Finance. McGraw Hill.

- Santiari, I. D. (2011). Studi Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Sebagai Catu Daya Tambahan pada Industri Perhotelan di Nusa Lembongan Bali. Bali: Jurusan Teknik Elektro Universitas Udayana.
- Tan, D., & Seng, A. K. (2014). *Handbook for Solar Photovoltaic Systems*. Singapore: Energy Market Authority.

**LAMPIRAN A**  
**PERHITUNGAN KELAYAKAN INVESTASI**  
**TIPE POLIKRISTAL**

➤ **Modul Jerman**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,123.90	400.00	2,723.90	0.957	2,606.60	2,606.60
2	3,123.90	400.00	2,723.90	0.916	2,494.36	5,100.96
3	3,123.90	400.00	2,723.90	0.876	2,386.94	7,487.90
4	3,123.90	400.00	2,723.90	0.839	2,284.16	9,772.06
5	3,123.90	400.00	2,723.90	0.802	2,185.80	11,957.86
6	3,123.90	400.00	2,723.90	0.768	2,091.67	14,049.53
7	3,123.90	400.00	2,723.90	0.735	2,001.60	16,051.13
8	3,123.90	400.00	2,723.90	0.703	1,915.41	17,966.53
9	3,123.90	400.00	2,723.90	0.673	1,832.92	19,799.46
10	3,123.90	400.00	2,723.90	0.644	1,753.99	21,553.45
11	3,123.90	400.00	2,723.90	0.616	1,678.46	23,231.92
12	3,123.90	400.00	2,723.90	0.590	1,606.19	24,838.10
13	3,123.90	400.00	2,723.90	0.564	1,537.02	26,375.12
14	3,123.90	400.00	2,723.90	0.540	1,470.83	27,845.95
15	3,123.90	400.00	2,723.90	0.517	1,407.49	29,253.45
16	3,123.90	400.00	2,723.90	0.494	1,346.88	30,600.33
17	3,123.90	400.00	2,723.90	0.473	1,288.89	31,889.22
18	3,123.90	400.00	2,723.90	0.453	1,233.38	33,122.60
19	3,123.90	400.00	2,723.90	0.433	1,180.27	34,302.87
20	3,123.90	400.00	2,723.90	0.415	1,129.45	35,432.32

a. **Net Present Value (NPV)**

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - S$$

$$NPV = \$35,432.32 - \$37,442$$

$$NPV = - \$2,009.68$$

b. **Profitability Index (PI)**

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NCF_t (1+i)^t}{S}$$

$$PI = \frac{\$35,432.32}{\$37,442}$$

$$PI = 0.94$$

c. ***Payback Period***

Dari tabel perhitungan kelayakan investasi, didapatkan informasi bahwa investasi akan kembali ketika nilai PVNCF lebih besar dari nilai investasi awal. Sehingga *Payback Period* dari sistem PLTS ini lebih dari 20 tahun.

d. ***Internal Rate of Return (IRR)***

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	i=4.5%		i=10%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	3,123.90	400.00	2,723.90	0.957	2,606.60	0.909091	2,476.27
2	3,123.90	400.00	2,723.90	0.916	2,494.36	0.826446	2,251.16
3	3,123.90	400.00	2,723.90	0.876	2,386.94	0.751315	2,046.51
4	3,123.90	400.00	2,723.90	0.839	2,284.16	0.683013	1,860.46
5	3,123.90	400.00	2,723.90	0.802	2,185.80	0.620921	1,691.33
6	3,123.90	400.00	2,723.90	0.768	2,091.67	0.564474	1,537.57
7	3,123.90	400.00	2,723.90	0.735	2,001.60	0.513158	1,397.79
8	3,123.90	400.00	2,723.90	0.703	1,915.41	0.466507	1,270.72
9	3,123.90	400.00	2,723.90	0.673	1,832.92	0.424098	1,155.20
10	3,123.90	400.00	2,723.90	0.644	1,753.99	0.385543	1,050.18
11	3,123.90	400.00	2,723.90	0.616	1,678.46	0.350494	954.71
12	3,123.90	400.00	2,723.90	0.590	1,606.19	0.318631	867.92
13	3,123.90	400.00	2,723.90	0.564	1,537.02	0.289664	789.02
14	3,123.90	400.00	2,723.90	0.540	1,470.83	0.263331	717.29
15	3,123.90	400.00	2,723.90	0.517	1,407.49	0.239392	652.08
16	3,123.90	400.00	2,723.90	0.494	1,346.88	0.217629	592.80
17	3,123.90	400.00	2,723.90	0.473	1,288.89	0.197845	538.91
18	3,123.90	400.00	2,723.90	0.453	1,233.38	0.179859	489.92
19	3,123.90	400.00	2,723.90	0.433	1,180.27	0.163508	445.38
20	3,123.90	400.00	2,723.90	0.415	1,129.45	0.148644	404.89
				Total	35,432.32	Total	23,190.10

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{X_t}{(1 + IRR)^t}$$

Untuk mencari nilai IRR pada saat NPV=0 digunakan metode interpolasi antara tingkat suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan tingkat bunga yang menghasilkan NPV negatif.

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

$$NPV_1 = -\$2,009.68$$

$$NPV_2 = \$23,190.10 - \$37,442$$

$$NPV_2 = -\$14,251.90$$

$$IRR = 4.5\% + \left( \frac{-\$2,009.68}{-\$2,009.68 - (-\$14,251.90)} \right) \times (10\% - 4.5\%)$$

$$IRR = 4.49\%$$

➤ Modul Cina

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,114.50	400.00	2,714.50	0.957	2,597.61	2,597.61
2	3,114.50	400.00	2,714.50	0.916	2,485.75	5,083.36
3	3,114.50	400.00	2,714.50	0.876	2,378.71	7,462.06
4	3,114.50	400.00	2,714.50	0.839	2,276.27	9,738.34
5	3,114.50	400.00	2,714.50	0.802	2,178.25	11,916.59
6	3,114.50	400.00	2,714.50	0.768	2,084.45	14,001.04
7	3,114.50	400.00	2,714.50	0.735	1,994.69	15,995.74
8	3,114.50	400.00	2,714.50	0.703	1,908.80	17,904.53
9	3,114.50	400.00	2,714.50	0.673	1,826.60	19,731.13
10	3,114.50	400.00	2,714.50	0.644	1,747.94	21,479.07
11	3,114.50	400.00	2,714.50	0.616	1,672.67	23,151.74
12	3,114.50	400.00	2,714.50	0.590	1,600.64	24,752.39
13	3,114.50	400.00	2,714.50	0.564	1,531.72	26,284.10
14	3,114.50	400.00	2,714.50	0.540	1,465.76	27,749.86
15	3,114.50	400.00	2,714.50	0.517	1,402.64	29,152.50
16	3,114.50	400.00	2,714.50	0.494	1,342.24	30,494.73
17	3,114.50	400.00	2,714.50	0.473	1,284.44	31,779.17
18	3,114.50	400.00	2,714.50	0.453	1,229.13	33,008.30
19	3,114.50	400.00	2,714.50	0.433	1,176.20	34,184.50
20	3,114.50	400.00	2,714.50	0.415	1,125.55	35,310.04

a. **Net Present Value (NPV)**

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - S$$

$$NPV = \$35,310.04 - \$34,712$$

$$NPV = \$598.04$$

b. **Profitability Index (PI)**

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NCF_t(1+i)^t}{S}$$

$$PI = \frac{\$35,310.04}{\$34,712}$$

$$PI = 1.01$$

c. **Payback Period**

Dari tabel perhitungan kelayakan investasi, didapatkan informasi bahwa investasi akan kembali ketika nilai PVNCF lebih besar dari nilai investasi awal. Sehingga *Payback Period* dari sistem PLTS ini selama 20 tahun.

d. **Internal Rate of Return (IRR)**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	i=4.5%		i=10%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	3,114.50	400.00	2,714.50	0.957	2,597.61	0.909091	2,467.73
2	3,114.50	400.00	2,714.50	0.916	2,485.75	0.826446	2,243.39
3	3,114.50	400.00	2,714.50	0.876	2,378.71	0.751315	2,039.44
4	3,114.50	400.00	2,714.50	0.839	2,276.27	0.683013	1,854.04
5	3,114.50	400.00	2,714.50	0.802	2,178.25	0.620921	1,685.49
6	3,114.50	400.00	2,714.50	0.768	2,084.45	0.564474	1,532.26
7	3,114.50	400.00	2,714.50	0.735	1,994.69	0.513158	1,392.97
8	3,114.50	400.00	2,714.50	0.703	1,908.80	0.466507	1,266.33
9	3,114.50	400.00	2,714.50	0.673	1,826.60	0.424098	1,151.21
10	3,114.50	400.00	2,714.50	0.644	1,747.94	0.385543	1,046.56
11	3,114.50	400.00	2,714.50	0.616	1,672.67	0.350494	951.42
12	3,114.50	400.00	2,714.50	0.590	1,600.64	0.318631	864.92
13	3,114.50	400.00	2,714.50	0.564	1,531.72	0.289664	786.29
14	3,114.50	400.00	2,714.50	0.540	1,465.76	0.263331	714.81
15	3,114.50	400.00	2,714.50	0.517	1,402.64	0.239392	649.83
16	3,114.50	400.00	2,714.50	0.494	1,342.24	0.217629	590.75
17	3,114.50	400.00	2,714.50	0.473	1,284.44	0.197845	537.05
18	3,114.50	400.00	2,714.50	0.453	1,229.13	0.179859	488.23
19	3,114.50	400.00	2,714.50	0.433	1,176.20	0.163508	443.84
20	3,114.50	400.00	2,714.50	0.415	1,125.55	0.148644	403.49
			Total		35,310.04	Total	23,110.07

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{X_t}{(1 + IRR)^t}$$

Untuk mencari nilai IRR pada saat NPV=0 digunakan metode interpolasi antara tingkat suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan tingkat bunga yang menghasilkan NPV negative.

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

$$NPV_1 = \$598.04$$

$$NPV_2 = \$23,110.07 - \$34,712$$

$$NPV_2 = -\$11,601.93$$

$$IRR = 4.5\% + \left( \frac{\$598.04}{\$598.04 - (-\$11,601.93)} \right) \times (10\% - 4.5\%)$$

$$IRR = 4.5\%$$

### ➤ Modul Indonesia

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.957	2,638.76	2,638.76
2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.916	2,525.13	5,163.88
3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.876	2,416.39	7,580.27
4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.839	2,312.33	9,892.60
5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.802	2,212.76	12,105.36
6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.768	2,117.47	14,222.83
7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.735	2,026.29	16,249.12
8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.703	1,939.03	18,188.16
9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.673	1,855.53	20,043.69
10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.644	1,775.63	21,819.32
11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.616	1,699.17	23,518.49
12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.590	1,626.00	25,144.49
13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.564	1,555.98	26,700.47
14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.540	1,488.98	28,189.44
15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.517	1,424.86	29,614.30
16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.494	1,363.50	30,977.80
17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.473	1,304.78	32,282.58
18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.453	1,248.60	33,531.18
19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.433	1,194.83	34,726.01
20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.415	1,143.38	35,869.38

a. **Net Present Value (NPV)**

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - S$$

$$NPV = \$35,869.38 - \$27,566$$

$$NPV = \$8,303.38$$

b. **Profitability Index (PI)**

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t}}{S}$$

$$PI = \frac{\$35,869.38}{\$27,566}$$

$$PI = 1.30$$

c. **Payback Period**

Dari tabel perhitungan kelayakan investasi, didapatkan informasi bahwa investasi akan kembali ketika nilai PVNCF lebih besar dari nilai investasi awal. Sehingga *Payback Period* dari sistem PLTS ini pada tahun ke-14.

d. **Internal Rate of Return (IRR)**

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{X_t}{(1 + IRR)^t}$$

Untuk mencari nilai IRR pada saat NPV=0 digunakan metode interpolasi antara tingkat suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan tingkat bunga yang menghasilkan NPV negative.

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

$$NPV_1 = \$8,303.38$$



$$NPV_2 = \$23,476.15 - \$27,566$$

$$NPV_2 = -\$4,089.85$$

$$IRR = 4.5\% + \left( \frac{\$8,303.38}{\$8,303.38 - (-\$4,089.85)} \right) \times (10\% - 4.5\%)$$

$$IRR = 4.53\%$$

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	i=4.5%		i=10%	
				DF	PV NCF	DF	PV NCF
1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.957	2,638.76	0.909091	2,506.82
2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.916	2,525.13	0.826446	2,278.93
3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.876	2,416.39	0.751315	2,071.75
4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.839	2,312.33	0.683013	1,883.41
5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.802	2,212.76	0.620921	1,712.19
6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.768	2,117.47	0.564474	1,556.54
7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.735	2,026.29	0.513158	1,415.03
8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.703	1,939.03	0.466507	1,286.39
9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.673	1,855.53	0.424098	1,169.45
10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.644	1,775.63	0.385543	1,063.14
11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.616	1,699.17	0.350494	966.49
12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.590	1,626.00	0.318631	878.62
13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.564	1,555.98	0.289664	798.75
14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.540	1,488.98	0.263331	726.14
15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.517	1,424.86	0.239392	660.12
16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.494	1,363.50	0.217629	600.11
17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.473	1,304.78	0.197845	545.56
18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.453	1,248.60	0.179859	495.96
19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.433	1,194.83	0.163508	450.87
20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.415	1,143.38	0.148644	409.88
				Total	35,869.38	Total	23,476.15

**LAMPIRAN B**  
**PERHITUNGAN KELAYAKAN INVESTASI**  
**TIPE MONOKRISTAL**

➤ **Modul Jerman**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,154.00	400.00	2,754.00	0.957	2,635.41	2,635.41
2	3,154.00	400.00	2,754.00	0.916	2,521.92	5,157.33
3	3,154.00	400.00	2,754.00	0.876	2,413.32	7,570.65
4	3,154.00	400.00	2,754.00	0.839	2,309.40	9,880.05
5	3,154.00	400.00	2,754.00	0.802	2,209.95	12,090.00
6	3,154.00	400.00	2,754.00	0.768	2,114.78	14,204.78
7	3,154.00	400.00	2,754.00	0.735	2,023.72	16,228.50
8	3,154.00	400.00	2,754.00	0.703	1,936.57	18,165.07
9	3,154.00	400.00	2,754.00	0.673	1,853.18	20,018.25
10	3,154.00	400.00	2,754.00	0.644	1,773.38	21,791.63
11	3,154.00	400.00	2,754.00	0.616	1,697.01	23,488.64
12	3,154.00	400.00	2,754.00	0.590	1,623.93	25,112.57
13	3,154.00	400.00	2,754.00	0.564	1,554.00	26,666.58
14	3,154.00	400.00	2,754.00	0.540	1,487.09	28,153.66
15	3,154.00	400.00	2,754.00	0.517	1,423.05	29,576.71
16	3,154.00	400.00	2,754.00	0.494	1,361.77	30,938.48
17	3,154.00	400.00	2,754.00	0.473	1,303.13	32,241.61
18	3,154.00	400.00	2,754.00	0.453	1,247.01	33,488.62
19	3,154.00	400.00	2,754.00	0.433	1,193.31	34,681.93
20	3,154.00	400.00	2,754.00	0.415	1,141.93	35,823.86

a. **Net Present Value (NPV)**

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - S$$

$$NPV = \$35,823 - \$40,101$$

$$NPV = - \$4,278$$

b. **Profitability Index (PI)**

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NCF_t (1+i)^t}{S}$$

$$PI = \frac{\$35,823}{\$40,101}$$

$$PI = 0.89$$

c. **Payback Period**

Dari tabel perhitungan kelayakan investasi, didapatkan informasi bahwa investasi akan kembali ketika nilai PVNCF lebih besar dari nilai investasi awal. Sehingga *Payback Period* dari sistem PLTS ini lebih dari 20 tahun.

d. **Internal Rate of Return (IRR)**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	i=4.5%		i=10%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	3,154.00	400.00	2,754.00	0.957	2,635.41	0.909091	2,503.64
2	3,154.00	400.00	2,754.00	0.916	2,521.92	0.826446	2,276.03
3	3,154.00	400.00	2,754.00	0.876	2,413.32	0.751315	2,069.12
4	3,154.00	400.00	2,754.00	0.839	2,309.40	0.683013	1,881.02
5	3,154.00	400.00	2,754.00	0.802	2,209.95	0.620921	1,710.02
6	3,154.00	400.00	2,754.00	0.768	2,114.78	0.564474	1,554.56
7	3,154.00	400.00	2,754.00	0.735	2,023.72	0.513158	1,413.24
8	3,154.00	400.00	2,754.00	0.703	1,936.57	0.466507	1,284.76
9	3,154.00	400.00	2,754.00	0.673	1,853.18	0.424098	1,167.96
10	3,154.00	400.00	2,754.00	0.644	1,773.38	0.385543	1,061.79
11	3,154.00	400.00	2,754.00	0.616	1,697.01	0.350494	965.26
12	3,154.00	400.00	2,754.00	0.590	1,623.93	0.318631	877.51
13	3,154.00	400.00	2,754.00	0.564	1,554.00	0.289664	797.74
14	3,154.00	400.00	2,754.00	0.540	1,487.09	0.263331	725.21
15	3,154.00	400.00	2,754.00	0.517	1,423.05	0.239392	659.29
16	3,154.00	400.00	2,754.00	0.494	1,361.77	0.217629	599.35
17	3,154.00	400.00	2,754.00	0.473	1,303.13	0.197845	544.86
18	3,154.00	400.00	2,754.00	0.453	1,247.01	0.179859	495.33
19	3,154.00	400.00	2,754.00	0.433	1,193.31	0.163508	450.30
20	3,154.00	400.00	2,754.00	0.415	1,141.93	0.148644	409.36
				Total	35,823.86	Total	23,446.35

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{X_t}{(1 + IRR)^t}$$

Untuk mencari nilai IRR pada saat NPV=0 digunakan metode interpolasi antara tingkat suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan tingkat bunga yang menghasilkan NPV negatif.

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

$$NPV_1 = -\$4,278$$

$$NPV_2 = \$23,446.35 - \$40,101$$

$$NPV_2 = -\$16,654.65$$

$$IRR = 4.5\% + \left( \frac{-\$4,278}{-\$4,278 - (-\$16,654.65)} \right) \times (10\% - 4.5\%)$$

$$IRR = 4.49\%$$

### ➤ Modul Cina

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,069.50	400.00	2,669.50	0.957	2,554.55	2,554.55
2	3,069.50	400.00	2,669.50	0.916	2,444.54	4,999.09
3	3,069.50	400.00	2,669.50	0.876	2,339.27	7,338.36
4	3,069.50	400.00	2,669.50	0.839	2,238.54	9,576.90
5	3,069.50	400.00	2,669.50	0.802	2,142.14	11,719.04
6	3,069.50	400.00	2,669.50	0.768	2,049.90	13,768.94
7	3,069.50	400.00	2,669.50	0.735	1,961.62	15,730.57
8	3,069.50	400.00	2,669.50	0.703	1,877.15	17,607.72
9	3,069.50	400.00	2,669.50	0.673	1,796.32	19,404.04
10	3,069.50	400.00	2,669.50	0.644	1,718.96	21,123.00
11	3,069.50	400.00	2,669.50	0.616	1,644.94	22,767.94
12	3,069.50	400.00	2,669.50	0.590	1,574.11	24,342.05
13	3,069.50	400.00	2,669.50	0.564	1,506.32	25,848.37
14	3,069.50	400.00	2,669.50	0.540	1,441.46	27,289.83
15	3,069.50	400.00	2,669.50	0.517	1,379.39	28,669.22
16	3,069.50	400.00	2,669.50	0.494	1,319.99	29,989.20
17	3,069.50	400.00	2,669.50	0.473	1,263.14	31,252.35
18	3,069.50	400.00	2,669.50	0.453	1,208.75	32,461.10
19	3,069.50	400.00	2,669.50	0.433	1,156.70	33,617.80
20	3,069.50	400.00	2,669.50	0.415	1,106.89	34,724.69

#### a. *Net Present Value (NPV)*

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - S$$

$$NPV = \$34,724.69 - \$35,198$$

$$NPV = - \$473.31$$

b. **Profitability Index (PI)**

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NCF_t(1+i)^t}{S}$$

$$PI = \frac{\$34,724.69}{\$35,198}$$

$$PI = 0.98$$

c. **Payback Period**

Dari tabel perhitungan kelayakan investasi, didapatkan informasi bahwa investasi akan kembali ketika nilai PVNCF lebih besar dari nilai investasi awal. Sehingga *Payback Period* dari sistem PLTS ini selama lebih dari 20 tahun.

d. **Internal Rate of Return (IRR)**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	i=4.5%		i=10%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	3,069.50	400.00	2,669.50	0.957	2,554.55	0.909091	2,426.82
2	3,069.50	400.00	2,669.50	0.916	2,444.54	0.826446	2,206.20
3	3,069.50	400.00	2,669.50	0.876	2,339.27	0.751315	2,005.63
4	3,069.50	400.00	2,669.50	0.839	2,238.54	0.683013	1,823.30
5	3,069.50	400.00	2,669.50	0.802	2,142.14	0.620921	1,657.55
6	3,069.50	400.00	2,669.50	0.768	2,049.90	0.564474	1,506.86
7	3,069.50	400.00	2,669.50	0.735	1,961.62	0.513158	1,369.88
8	3,069.50	400.00	2,669.50	0.703	1,877.15	0.466507	1,245.34
9	3,069.50	400.00	2,669.50	0.673	1,796.32	0.424098	1,132.13
10	3,069.50	400.00	2,669.50	0.644	1,718.96	0.385543	1,029.21
11	3,069.50	400.00	2,669.50	0.616	1,644.94	0.350494	935.64
12	3,069.50	400.00	2,669.50	0.590	1,574.11	0.318631	850.58
13	3,069.50	400.00	2,669.50	0.564	1,506.32	0.289664	773.26
14	3,069.50	400.00	2,669.50	0.540	1,441.46	0.263331	702.96
15	3,069.50	400.00	2,669.50	0.517	1,379.39	0.239392	639.06
16	3,069.50	400.00	2,669.50	0.494	1,319.99	0.217629	580.96
17	3,069.50	400.00	2,669.50	0.473	1,263.14	0.197845	528.15
18	3,069.50	400.00	2,669.50	0.453	1,208.75	0.179859	480.13
19	3,069.50	400.00	2,669.50	0.433	1,156.70	0.163508	436.48
20	3,069.50	400.00	2,669.50	0.415	1,106.89	0.148644	396.80
			Total		34,724.69	Total	22,726.96

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{X_t}{(1 + IRR)^t}$$

Untuk mencari nilai IRR pada saat NPV=0 digunakan metode interpolasi antara tingkat suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan tingkat bunga yang menghasilkan NPV negative.

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

$$NPV_1 = -\$473.31$$

$$NPV_2 = \$22,726.96 - \$35,198$$

$$NPV_2 = -\$12,471.04$$

$$IRR = 4.5\% + \left( \frac{-\$473.31}{-\$473.31 - (-\$12,471.04)} \right) \times (10\% - 4.5\%)$$

$$IRR = 4.5\%$$

### ➤ Modul Indonesia

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.957	2,603.25	2,603.25
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.916	2,491.15	5,094.41
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.876	2,383.88	7,478.28
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.839	2,281.22	9,759.50
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.802	2,182.99	11,942.49
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.768	2,088.98	14,031.48
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.735	1,999.03	16,030.50
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.703	1,912.94	17,943.45
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.673	1,830.57	19,774.02
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.644	1,751.74	21,525.76
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.616	1,676.31	23,202.07
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.590	1,604.12	24,806.19
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.564	1,535.04	26,341.23
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.540	1,468.94	27,810.17
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.517	1,405.69	29,215.86
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.494	1,345.15	30,561.01
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.473	1,287.23	31,848.24
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.453	1,231.80	33,080.04
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.433	1,178.75	34,258.80
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.415	1,127.99	35,386.79

a. **Net Present Value (NPV)**

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - S$$

$$NPV = \$35,386.79 - \$26,312$$

$$NPV = \$9,074.79$$

b. **Profitability Index (PI)**

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NCF_t (1+i)^t}{S}$$

$$PI = \frac{\$35,386.79}{\$26,312}$$

$$PI = 1.34$$

c. **Payback Period**

Dari tabel perhitungan kelayakan investasi, didapatkan informasi bahwa investasi akan kembali ketika nilai PVNCF lebih besar dari nilai investasi awal. Sehingga *Payback Period* dari sistem PLTS ini pada tahun ke-13.

d. **Internal Rate of Return (IRR)**

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{X_t}{(1+IRR)^t}$$

Untuk mencari nilai IRR pada saat NPV=0 digunakan metode interpolasi antara tingkat suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan tingkat bunga yang menghasilkan NPV negative.

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

$$NPV_1 = \$9,074.79$$

$$NPV_2 = \$23,160.3 - \$26,312$$

$$NPV_2 = -\$3,151.7$$

$$IRR = 4.5\% + \left( \frac{\$9,074.79}{\$9,074.79 - (-\$3,151.7)} \right) \times (10\% - 4.5\%)$$

$$IRR = 4.54\%$$

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	i=4.5%		i=10%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.957	2,603.25	0.909091	2,473.09
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.916	2,491.15	0.826446	2,248.26
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.876	2,383.88	0.751315	2,043.88
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.839	2,281.22	0.683013	1,858.07
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.802	2,182.99	0.620921	1,689.15
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.768	2,088.98	0.564474	1,535.59
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.735	1,999.03	0.513158	1,396.00
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.703	1,912.94	0.466507	1,269.09
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.673	1,830.57	0.424098	1,153.72
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.644	1,751.74	0.385543	1,048.83
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.616	1,676.31	0.350494	953.48
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.590	1,604.12	0.318631	866.80
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.564	1,535.04	0.289664	788.00
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.540	1,468.94	0.263331	716.37
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.517	1,405.69	0.239392	651.24
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.494	1,345.15	0.217629	592.04
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.473	1,287.23	0.197845	538.22
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.453	1,231.80	0.179859	489.29
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.433	1,178.75	0.163508	444.81
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.415	1,127.99	0.148644	404.37
				Total	35,386.79	Total	23,160.30



## LAMPIRAN C

### PERHITUNGAN PENGARUH TINGKAT SUKU BUNGA MODUL POLIKRISTAL

#### a. Tingkat Suku Bunga 4,5%

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.957	2,638.76	2,638.76
2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.916	2,525.13	5,163.88
3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.876	2,416.39	7,580.27
4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.839	2,312.33	9,892.60
5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.802	2,212.76	12,105.36
6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.768	2,117.47	14,222.83
7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.735	2,026.29	16,249.12
8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.703	1,939.03	18,188.16
9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.673	1,855.53	20,043.69
10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.644	1,775.63	21,819.32
11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.616	1,699.17	23,518.49
12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.590	1,626.00	25,144.49
13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.564	1,555.98	26,700.47
14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.540	1,488.98	28,189.44
15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.517	1,424.86	29,614.30
16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.494	1,363.50	30,977.80
17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.473	1,304.78	32,282.58
18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.453	1,248.60	33,531.18
19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.433	1,194.83	34,726.01
20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.415	1,143.38	35,869.38

#### b. Tingkat Suku Bunga 5,5%

	Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
0.055	1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.948	2,613.74	2,613.74
0.055	2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.898	2,477.48	5,091.23
0.055	3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.852	2,348.32	7,439.55
0.055	4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.807	2,225.90	9,665.45
0.055	5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.765	2,109.86	11,775.31
0.055	6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.725	1,999.87	13,775.17
0.055	7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.687	1,895.61	15,670.78
0.055	8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.652	1,796.78	17,467.57
0.055	9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.618	1,703.11	19,170.68
0.055	10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.585	1,614.32	20,785.00
0.055	11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.555	1,530.17	22,315.17
0.055	12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.526	1,450.39	23,765.56
0.055	13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.499	1,374.78	25,140.34
0.055	14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.473	1,303.11	26,443.45
0.055	15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.448	1,235.18	27,678.63
0.055	16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.425	1,170.78	28,849.41
0.055	17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.402	1,109.75	29,959.16
0.055	18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.381	1,051.89	31,011.05
0.055	19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.362	997.05	32,008.10
0.055	20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.343	945.08	32,953.18

**c. Tingkat Suku Bunga 6,5%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.939	2,589.20	2,589.20
2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.882	2,431.18	5,020.38
3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.828	2,282.79	7,303.17
4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.777	2,143.47	9,446.64
5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.730	2,012.65	11,459.29
6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.685	1,889.81	13,349.09
7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.644	1,774.47	15,123.56
8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.604	1,666.17	16,789.73
9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.567	1,564.48	18,354.21
10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.533	1,468.99	19,823.20
11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.500	1,379.34	21,202.53
12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.470	1,295.15	22,497.69
13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.441	1,216.10	23,713.79
14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.414	1,141.88	24,855.67
15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.389	1,072.19	25,927.86
16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.365	1,006.75	26,934.61
17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.343	945.31	27,879.92
18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.322	887.61	28,767.53
19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.302	833.44	29,600.96
20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.284	782.57	30,383.53

**d. Tingkat Suku Bunga 7,5%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.930	2,565.12	2,565.12
2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.865	2,386.15	4,951.27
3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.805	2,219.68	7,170.95
4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.749	2,064.82	9,235.77
5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.697	1,920.76	11,156.53
6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.648	1,786.75	12,943.28
7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.603	1,662.10	14,605.38
8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.561	1,546.14	16,151.51
9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.522	1,438.27	17,589.78
10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.485	1,337.92	18,927.70
11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.451	1,244.58	20,172.28
12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.420	1,157.75	21,330.03
13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.391	1,076.97	22,407.00
14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.363	1,001.84	23,408.84
15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.338	931.94	24,340.78
16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.314	866.92	25,207.70
17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.292	806.44	26,014.14
18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.272	750.18	26,764.32
19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.253	697.84	27,462.16
20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.235	649.15	28,111.31

**e. Tingkat Suku Bunga 8,5%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.922	2,541.47	2,541.47
2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.849	2,342.37	4,883.85
3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.783	2,158.87	7,042.72
4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.722	1,989.74	9,032.46
5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.665	1,833.86	10,866.32
6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.613	1,690.20	12,556.52
7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.565	1,557.78	14,114.30
8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.521	1,435.75	15,550.05
9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.480	1,323.27	16,873.32
10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.442	1,219.60	18,092.92
11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.408	1,124.06	19,216.97
12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.376	1,036.00	20,252.97
13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.346	954.84	21,207.81
14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.319	880.03	22,087.84
15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.294	811.09	22,898.93
16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.271	747.55	23,646.48
17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.250	688.99	24,335.47
18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.230	635.01	24,970.48
19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.212	585.26	25,555.74
20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.196	539.41	26,095.15

**f. Tingkat Suku Bunga 10%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,157.50	400.00	2,757.50	0.909	2,506.82	2,506.82
2	3,157.50	400.00	2,757.50	0.826	2,278.93	4,785.74
3	3,157.50	400.00	2,757.50	0.751	2,071.75	6,857.49
4	3,157.50	400.00	2,757.50	0.683	1,883.41	8,740.90
5	3,157.50	400.00	2,757.50	0.621	1,712.19	10,453.09
6	3,157.50	400.00	2,757.50	0.564	1,556.54	12,009.63
7	3,157.50	400.00	2,757.50	0.513	1,415.03	13,424.66
8	3,157.50	400.00	2,757.50	0.467	1,286.39	14,711.06
9	3,157.50	400.00	2,757.50	0.424	1,169.45	15,880.51
10	3,157.50	400.00	2,757.50	0.386	1,063.14	16,943.64
11	3,157.50	400.00	2,757.50	0.350	966.49	17,910.13
12	3,157.50	400.00	2,757.50	0.319	878.62	18,788.76
13	3,157.50	400.00	2,757.50	0.290	798.75	19,587.50
14	3,157.50	400.00	2,757.50	0.263	726.14	20,313.64
15	3,157.50	400.00	2,757.50	0.239	660.12	20,973.76
16	3,157.50	400.00	2,757.50	0.218	600.11	21,573.88
17	3,157.50	400.00	2,757.50	0.198	545.56	22,119.43
18	3,157.50	400.00	2,757.50	0.180	495.96	22,615.39
19	3,157.50	400.00	2,757.50	0.164	450.87	23,066.27
20	3,157.50	400.00	2,757.50	0.149	409.88	23,476.15

## LAMPIRAN D

### PERHITUNGAN PENGARUH TINGKAT SUKU BUNGA MODUL MONOKRISTAL

#### a. Tingkat Suku Bunga 4,5%

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.957	2,603.25	2,603.25
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.916	2,491.15	5,094.41
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.876	2,383.88	7,478.28
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.839	2,281.22	9,759.50
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.802	2,182.99	11,942.49
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.768	2,088.98	14,031.48
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.735	1,999.03	16,030.50
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.703	1,912.94	17,943.45
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.673	1,830.57	19,774.02
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.644	1,751.74	21,525.76
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.616	1,676.31	23,202.07
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.590	1,604.12	24,806.19
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.564	1,535.04	26,341.23
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.540	1,468.94	27,810.17
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.517	1,405.69	29,215.86
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.494	1,345.15	30,561.01
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.473	1,287.23	31,848.24
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.453	1,231.80	33,080.04
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.433	1,178.75	34,258.80
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.415	1,127.99	35,386.79

#### b. Tingkat Suku Bunga 5,5%

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.948	2,578.58	2,578.58
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.898	2,444.15	5,022.73
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.852	2,316.73	7,339.46
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.807	2,195.95	9,535.41
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.765	2,081.47	11,616.88
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.725	1,972.96	13,589.84
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.687	1,870.10	15,459.94
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.652	1,772.61	17,232.55
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.618	1,680.20	18,912.75
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.585	1,592.61	20,505.36
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.555	1,509.58	22,014.94
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.526	1,430.88	23,445.82
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.499	1,356.28	24,802.10
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.473	1,285.58	26,087.68
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.448	1,218.56	27,306.24
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.425	1,155.03	28,461.27
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.402	1,094.82	29,556.08
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.381	1,037.74	30,593.82
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.362	983.64	31,577.46
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.343	932.36	32,509.82

**c. Tingkat Suku Bunga 6,5%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.939	2,554.37	2,554.37
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.882	2,398.47	4,952.83
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.828	2,252.08	7,204.91
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.777	2,114.63	9,319.54
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.730	1,985.57	11,305.11
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.685	1,864.38	13,169.49
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.644	1,750.59	14,920.09
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.604	1,643.75	16,563.84
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.567	1,543.43	18,107.27
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.533	1,449.23	19,556.49
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.500	1,360.78	20,917.27
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.470	1,277.73	22,195.00
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.441	1,199.74	23,394.74
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.414	1,126.52	24,521.26
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.389	1,057.76	25,579.02
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.365	993.21	26,572.23
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.343	932.59	27,504.81
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.322	875.67	28,380.48
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.302	822.22	29,202.71
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.284	772.04	29,974.75

**d. Tingkat Suku Bunga 7,5%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.930	2,530.60	2,530.60
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.865	2,354.05	4,884.66
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.805	2,189.81	7,074.47
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.749	2,037.04	9,111.51
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.697	1,894.92	11,006.43
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.648	1,762.71	12,769.14
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.603	1,639.73	14,408.87
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.561	1,525.33	15,934.21
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.522	1,418.92	17,353.12
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.485	1,319.92	18,673.05
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.451	1,227.83	19,900.88
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.420	1,142.17	21,043.05
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.391	1,062.48	22,105.54
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.363	988.36	23,093.89
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.338	919.40	24,013.30
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.314	855.26	24,868.55
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.292	795.59	25,664.14
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.272	740.08	26,404.23
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.253	688.45	27,092.68
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.235	640.42	27,733.09

**e. Tingkat Suku Bunga 8,5%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.922	2,507.28	2,507.28
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.849	2,310.86	4,818.14
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.783	2,129.82	6,947.96
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.722	1,962.97	8,910.93
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.665	1,809.19	10,720.12
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.613	1,667.46	12,387.58
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.565	1,536.83	13,924.40
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.521	1,416.43	15,340.83
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.480	1,305.46	16,646.30
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.442	1,203.19	17,849.49
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.408	1,108.93	18,958.43
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.376	1,022.06	19,980.48
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.346	941.99	20,922.47
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.319	868.19	21,790.67
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.294	800.18	22,590.85
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.271	737.49	23,328.34
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.250	679.72	24,008.05
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.230	626.47	24,634.52
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.212	577.39	25,211.91
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.196	532.15	25,744.06

**f. Tingkat Suku Bunga 10%**

Tahun	Pemasukan	Pengeluaran	NCF	DF	NCF	Kumulatif NCF
1	3,120.40	400.00	2,720.40	0.909	2,473.09	2,473.09
2	3,120.40	400.00	2,720.40	0.826	2,248.26	4,721.36
3	3,120.40	400.00	2,720.40	0.751	2,043.88	6,765.23
4	3,120.40	400.00	2,720.40	0.683	1,858.07	8,623.30
5	3,120.40	400.00	2,720.40	0.621	1,689.15	10,312.46
6	3,120.40	400.00	2,720.40	0.564	1,535.59	11,848.05
7	3,120.40	400.00	2,720.40	0.513	1,396.00	13,244.05
8	3,120.40	400.00	2,720.40	0.467	1,269.09	14,513.13
9	3,120.40	400.00	2,720.40	0.424	1,153.72	15,666.85
10	3,120.40	400.00	2,720.40	0.386	1,048.83	16,715.68
11	3,120.40	400.00	2,720.40	0.350	953.48	17,669.16
12	3,120.40	400.00	2,720.40	0.319	866.80	18,535.97
13	3,120.40	400.00	2,720.40	0.290	788.00	19,323.97
14	3,120.40	400.00	2,720.40	0.263	716.37	20,040.34
15	3,120.40	400.00	2,720.40	0.239	651.24	20,691.58
16	3,120.40	400.00	2,720.40	0.218	592.04	21,283.62
17	3,120.40	400.00	2,720.40	0.198	538.22	21,821.83
18	3,120.40	400.00	2,720.40	0.180	489.29	22,311.12
19	3,120.40	400.00	2,720.40	0.164	444.81	22,755.93
20	3,120.40	400.00	2,720.40	0.149	404.37	23,160.30

# LAMPIRAN E

## DATASHEET MODUL MONOKRISTAL INDONESIA



SOLAR  
POWER  
ENERGY  
LED

THE POWER  
OF OUR FUTURE



### SOLAR MODULES

#### Features & Performance

Our PV modules have been certified by the TUV, CE, CSA; SKY ENERGY is certified by ISO9001, ISO14001, OHSAS18001 etc. As a leading PV manufacturer in Indonesia, our prioritized goal is to keep developing and producing high quality and high efficiency modules.

- ☛ **Maximum Power: 280Wp**
- ☛ **Module Efficiency: 16.32%**
- ☛ **Product Warranty: 10 years**
- ☛ **Power Warranty: 10 years  $\geq 90\%$   
25 years  $\geq 80\%$**

ST60M280/275/270  
ST60M265/260/255  
ST60M250/245/240

#### Mechanical Property

- ☛ Snow loads up to 5400Pa
- ☛ Wind loads up to 2400Pa

#### Low Light Performance

- ☛ Excellent performance under low light (morning, evening and cloudy days)

#### High Durability

- ☛ Durable PV modules, independently tested for harsh environmental conditions, such as exposure to salt mist, ammonia and known PID risk factors.



25 Years Linear Warranty



# Electrical Performance (STC : AM 1.5, 1000W/m², 25°C)

Module Type	ST60M280	ST60M275	ST60M270	ST60M265	ST60P260	ST60P255	ST60P250	ST60P245	ST60P240
Maximum Power (P <sub>max</sub> / W)	280	275	270	265	260	255	250	245	240
Power Tolerance	0 ~ +3%								
Maximum Power Voltage (V <sub>m</sub> / V)	31.9	31.8	31.6	31.5	31.1	30.8	30.6	30.5	30.2
Maximum Power Current (I <sub>m</sub> / A)	8.79	8.67	8.55	8.43	8.39	8.29	8.19	8.06	7.96
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> / V)	38.7	38.3	38.2	37.8	37.7	37.5	37.4	37.1	37.0
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> / A)	9.24	9.16	9.12	9.06	8.96	8.94	8.91	8.86	8.83
Module Efficiency (%)	17.25	16.94	16.83	16.32	16.01	15.71	15.40	15.09	14.78

# Electrical Performance (NOCT : Wind speed 1m/s, 800W/m², 20°C)

Module Type	ST60M280	ST60M275	ST60M270	ST60M265	ST60P260	ST60P255	ST60P250	ST60P245	ST60P240
Maximum Power (P <sub>max</sub> / W)	204	201	197	193	190	186	183	179	175
Maximum Power Voltage (V <sub>m</sub> / V)	29.0	28.9	28.7	28.6	28.2	28.0	27.8	27.7	27.4
Maximum Power Current (I <sub>m</sub> / A)	7.05	6.95	6.86	6.76	6.73	6.65	6.57	6.46	6.38
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> / V)	35.8	35.4	35.2	34.7	34.6	34.5	34.4	34.1	34.0
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> / A)	7.46	7.40	7.37	7.32	7.24	7.22	7.20	7.16	7.13

# Mechanical Properties

Dimensions (LxWxH / mm)	1640x990x40
Weight (Kg)	19.5
Solar Cells	Monocrystalline 156x156mm
No. of Cells	60 (6x10)
Glass	3.2mm low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP 65 above, 3 bypass diodes
Cables	4mm², length 1000mm
Connectors	IP67, MC4 compatible

# Operation Conditions

Maximum System Voltage (MOC)	1000 (IEC) / 600 (UL)
Maximum Series Fuse Rating (A)	15
Operating Module Temperature (°C)	-40 to +85

# Temperature Properties

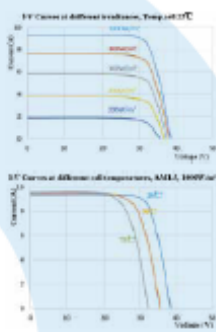
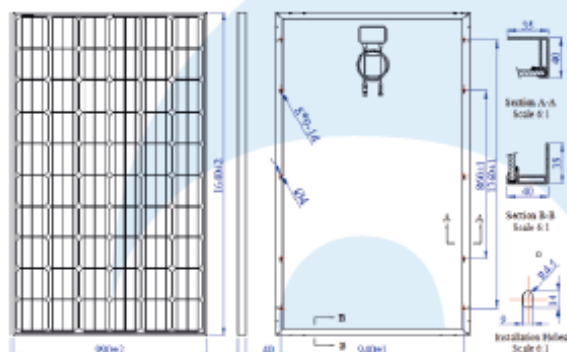
Normal Operating Cell Temperature	45±2°C
Temperature Coefficient of P <sub>m</sub>	-0.38 %/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.356 %/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.056 %/°C

# System Design

Hail safety impact velocity	D 25mm at 23mm/s
Static Load (Front/Back)	5400Pa/2400Pa
Application class	Class A
Fire safety class (IEC61730)	Class C

# Packing Configuration

Container Sizes	20GP	40HC
Pieces per pallet	25	25/30
Pallets per Container	12	14+14
Total pieces	300	770





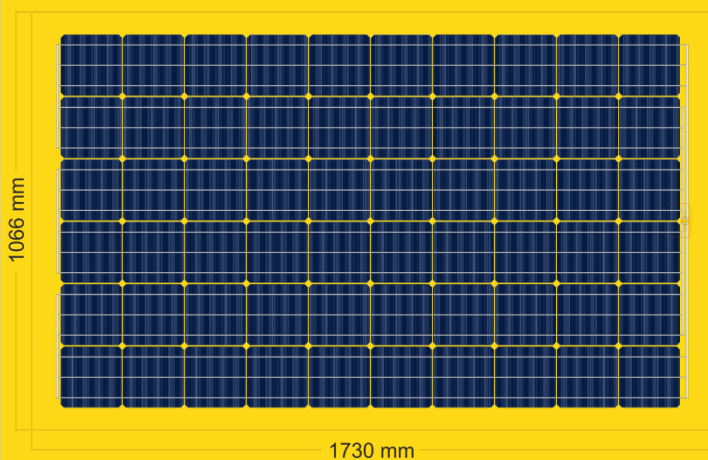
## LAMPIRAN F

### DATASHEET MODUL MONOKRISTAL JERMAN



[www.intelligentsolar.eu](http://www.intelligentsolar.eu)

#### GLASS/GLASS 250W MONOCRYSTALLINE



Maximum power, $P_{max}$	250 W
Voltage at maximum power point, $V_{mppt}$	32,2 V
Current at maximum power point, $I_{mppt}$	7,8 A
Open circuit voltage, $V_{oc}$	37,9 V
Short circuit current, $I_{sc}$	8,2 A
Power tolerance	0 - +5W
Glass	4+4 mm tempered

Option: other electrical characteristics and cell arrangement on request

[info@intelligentsolar.eu](mailto:info@intelligentsolar.eu), Phone: +37067940911

Factory address: Dvaro str. 162D Siauliai LT-76197 Lithuania, <http://www.intelligentsolar.eu/>

# LAMPIRAN G

## DATASHEET MODUL POLIKRISTAL CINA

组件规格 MECHANICAL SPECIFICATION	
电池片型号 Cell Type	多晶156X156毫米 Poly-crystalline 156X156mm
电池片数量 Number of cells	60(6X10)
尺寸 Dimensions (AxBxC)	1636X986X35mm
重量 Weights	18.5kg
玻璃 Front Glass	3.2毫米低铁钢化玻璃 3.2mm tempered low iron glass
框架 Frame	阳极氧化铝合金 Clear anodized aluminum alloy
接线盒 Junction Box	IP65, 旁路二极管 Ip65, with bypass diodes
连接器 Connector	MC4或MC4兼容 Mc4 or MC4 compatible
输出电缆 Output Cables	TUV, 长度1000毫米, 4.0平方毫米 TUV Jersgh 1000mm, 4.0mm²

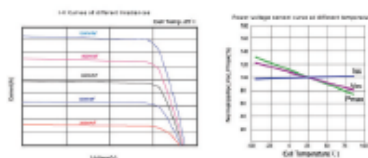
包装结构 PACKING CONFIGURATION		
集装箱 Container	20尺柜	40尺柜
每托盘组件数 Pieces per pallet	30	30
每个集装箱托盘数 Pallets per container	12	28
每个集装箱组件数 Pieces per container	360	840

温度特性 TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
正常工作的电池片的温度 Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C ± 2°C
最大功率的温度系数 Temperature Coefficient of Pmax	-0.44%/°C
开路电压的温度系数 Temperature Coefficient of Voc	-0.34%/°C
短路电流温度系数 Temperature Coefficient of Isc	0.06%/°C

电性能参数 ELECTRICAL CHARACTERISTICS						
STC测试条件下最大功率 Minimum Power at STC(Pmax)	260W	255W	250W	245W	240W	235W
短路电流 Short Circuit Current (Isc)	8.91A	8.86A	8.81A	8.77A	8.72A	8.69A
开路电压 Open Circuit Voltage(Voc)	38.1V	37.8V	37.6V	37.3V	36.9V	36.6V
最大工作电流 Maximum Power Current (Imp)	8.36A	8.28A	8.20A	8.09A	7.97A	7.86A
最大工作电压 Maximum Power Voltage (Vmpp)	31.1V	30.8V	30.5V	30.3V	30.1V	29.9V
封装电池效率 Encapsulated Cell Efficiency	17.8%	17.5%	17.1%	16.8%	16.4%	16.1%
组件效率 Module Efficiency	16.1%	15.8%	15.5%	15.2%	14.9%	14.6%
输出功率公差 Power Tolerance	0~+5%	0~+5%	0~+5%	0~+5%	0~+5%	0~+5%

STC AM1.5 辐照度1000W/m² 组件温度 25°C

系统交互作用参数 SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS	
最大系统电压 Maximum system voltage	DC1000V
最大系列保险丝 Maximum series Fuse	15A
新增雪压 (参考IE61215) Increased snow load according to IEC61215	5400Pa
工作温度 Operating Temperature	-40to+85°C
旁路二极管数量 Number of bypass diodes	3or6



# LAMPIRAN H

## DATASHEET MODUL POLIKRISTAL JERMAN



### Performance under STC\*

Module type	Professional 250P60	Professional 255P60	Professional 240P60	Professional 245P60
Nominal power ( $P_{mpo}$ )	250 Wp	255 Wp	260 Wp	265 Wp
Open-circuit voltage ( $U_{oc}$ )	37.62 V	37.69 V	37.79 V	37.89 V
Voltage ( $U_{mpo}$ )	29.73 V	29.87 V	30.06 V	30.23 V
Current ( $I_{mpo}$ )	8.41 A	8.54 A	8.65 A	8.77 A
Short-circuit current ( $I_{sc}$ )	8.91 A	8.99 A	9.07 A	9.15 A
Efficiency $\eta$	15.2 %	15.5 %	15.8 %	16.1 %

\*Under Standard Test Conditions (STC) (1,000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, cell temperature 25°C), measurement tolerances STC: ±0.8% ( $P_{mpo}$ ), ±1.0% ( $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$ ,  $U_{mpo}$ ,  $I_{mpo}$ )

### Power at 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, AM 1.5

Module type	Professional 250P60	Professional 255P60	Professional 240P60	Professional 245P60
Nominal power ( $P_{mpo}$ )	187 Wp	191 Wp	195 Wp	198 Wp
Short-circuit current ( $I_{sc}$ )	7.17 A	7.23 A	7.30 A	7.36 A
Open-circuit voltage ( $U_{oc}$ )	35.39 V	35.44 V	35.53 V	35.62 V
Voltage ( $U_{mpo}$ )	27.91 V	28.03 V	28.19 V	28.34 V
Current ( $I_{mpo}$ )	6.70 A	6.81 A	6.90 A	7.00 A

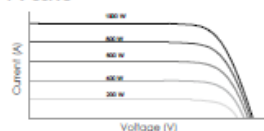
### Thermal properties

TC $P_{mpo}$	-0.43 %/K
TC $U_{oc}$	-0.35 %/K
TC $I_{sc}$	0.03 %/K
NOCT	46 ± 2 °C

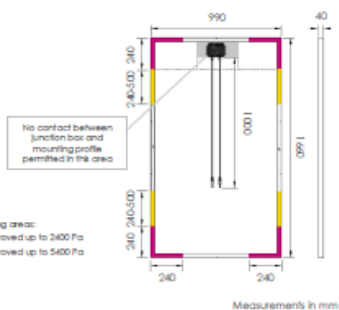
### Other technical specification

Positive power classification	0/+4.99 W
Max. system voltage	1000 V
Weight	19.0 ± 0.5 kg
Reverse current load IR	15 A
Junction box	IP 65
Frame height	40 mm
Bypass diodes in connector	3 pcs

### I-V curve



Updated 05/2016. All information is supplied without guarantee. Technical changes reserved.



CS Wismar GmbH  
An der Westflänerstraße 1  
23966 Wismar  
GERMANY  
+49 3841 3049 300

# LAMPIRAN I

## DATASHEET INVERTER

Technical Data	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$ )	3200 W	4200 W*
Max. input voltage	750 V	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	175 V - 500 V / 400 V	175 V - 500 V / 400 V
Min. input voltage / start input voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Max. input current per string input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A/2; B/2	2 / A/2; B/2
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W
Max. AC apparent power	3000 VA	4000 VA
AC nominal voltage / range	220 V, 230 V, 240 V/180 V-280 V	220 V, 230 V, 240 V/180 V-280 V
AC grid frequency/range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A	22 A
Power factor at rated power	1	1
Displacement power factor, configurable	0.8 leading ... 0.8 lagging	0.8 leading ... 0.8 lagging
Phase conductors/connection phases	1 / 1	1 / 1
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	97 % / 96 %	97 % / 96.4 %
<b>Protection devices</b>		
Input-side disconnection device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester (type II), can be integrated	-	-
DC reverse-pole protection / AC short-circuit protection / Galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole-sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (as per IEC 62103) / Overvoltage category (as per IEC 60644-1)	I/III	I/III
<b>General Data</b>		
Dimensions (W/H/D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inch)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.5 / 7.3 inch)
Weight	26 kg / 57.3 lb	26 kg / 57.3 lb
Operation temperature range	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Noise emission (typical)	25 dB(A)	25 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology	transformerless	transformerless
Cooling concept	Convection	Convection
Protection rating (as per EN 60529)	IP65	IP65
Connection area protection rating (as per IEC 60529)	IP54	IP54
Climate category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity, non-condensing	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC connection	SUNCLIX	SUNCLIX
AC connection	Spring terminal	Spring terminal
Display	Graphics	Graphics
Interface: RS485 / Bluetooth	○ / ●	○ / ●
Warranty: 5/10/15/20/25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Multifunction relay	●	●
Certificates and licenses (more available on request)	CE, VDE0126-1-1, C10/11, VDE-ARN 4105	

# LAMPIRAN J TARIF DASAR LISTRIK



PT PLN (Persero)

Jalan Trunojoyo Blok M 1/135 Kebayoran Baru – Jakarta 12160

Telaporn : (021) 7261875, 7261122, 7262234

Facsimile : (021) 7221330

Website : www.pln.co.id

(021) 7251234, 7250550

## PENETAPAN PENYESUAIAN TARIF TENAGA LISTRIK (TARIFF ADJUSTMENT)

BULAN DESEMBER 2016

NO.	GOL. TARIF	BATAS DAYA	REGULER		PRA BAYAR (Rp/kWh)
			BIAYA BEBAN (Rp/kVA/bulan)	BIAYA PEMAKAIAN (Rp/kWh) DAN BIAYA kWh (Rp/kWh)	
1	R-1/TR	1.300 VA	*)	1.472,72	1.472,72
2	R-1/TR	2.200 VA	*)	1.472,72	1.472,72
3	R-2/TR	3.500 VA s.d. 5.500 VA	*)	1.472,72	1.472,72
4	R-3/TR	6.600 VA ke atas	*)	1.472,72	1.472,72
5	B-2/TR	6.600 VA s.d. 200 kVA	*)	1.472,72	1.472,72
6	B-3/TM	di atas 200 kVA	**)	Blok WBP = K x 1.041,91 Blok LWBP = 1.041,91 kVA/h = 1.121,23 ****)	-
7	I-3/TM	di atas 200 kVA	**)	Blok WBP = K x 1.041,91 Blok LWBP = 1.041,91 kVA/h = 1.121,23 ****)	-
8	I-4/TT	30.000 kVA ke atas	***)	Blok WBP dan Blok LWBP = 1.003,95 kVA/h = 1.003,95 ****)	-
9	P-1/TR	6.600 VA s.d. 200 kVA	*)	1.472,72	1.472,72
10	P-2/TM	di atas 200 kVA	**)	Blok WBP = K x 1.041,91 Blok LWBP = 1.041,91 kVA/h = 1.121,23 ****)	-
11	P-3/TR		*)	1.472,72	1.472,72
12	L/TR, TM, TT		-	1.944,99	-

Catatan :

\*) Diterapkan Rekening Minimum (RM)  
 $RM1 = 40 \text{ (Jam Nyala)} \times \text{Daya tersambung (kVA)} \times \text{Biaya Pemakaian}$

\*\*) Diterapkan Rekening Minimum (RM)  
 $RM2 = 40 \text{ (Jam Nyala)} \times \text{Daya tersambung (kVA)} \times \text{Biaya Pemakaian LWBP}$   
 Jam nyala : kWh per bulan dibagi dengan kVA tersetang

\*\*\*) Diterapkan Rekening Minimum (RM)  
 $RM3 = 40 \text{ (Jam Nyala)} \times \text{Daya tersetang (kVA)} \times \text{Biaya Pemakaian WBP dan LWBP}$   
 Jam nyala : kWh per bulan dibagi dengan kVA tersetang

\*\*\*\*) Biaya kelebihan pemakaian daya reaktif (kVAh) dikenakan dalam hal faktor daya rata-rata setiap bulan kurang dari 0,95 (dibulatkan penuh lima per seratus).

K : Faktor perbandingan antara harga WBP dan LWBP sesuai dengan karakteristik beban sistem tenaga listrik setempat ( $1,4 \leq K \leq 2$ ), ditetapkan oleh Direksi Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara.

WBP : Waktu Beban Puncak  
 LWBP : Luar Waktu Beban Puncak

## BIODATA PENULIS



Nama Penulis Kiki Yonata dilahirkan di Sanggau, tanggal 21 November 1993 dari bapak yang bernama (Alm) Sugiyono dan ibu bernama Rita Nurzahara. Saat ini penulis tinggal di Kebonsari Gg. 1/659 RT 03 RW 05 Kelurahan Kebonsari – Tuban, Tuban, Provinsi Jawa Timur.

### Riwayat Pendidikan :

2000-2006	: SDN Kebonsari 1 Tuban
2006-2009	: SMPN 1 Tuban
2009-2012	: SMAN 1 Tuban
2012-sekarang	: S1 Teknik Fisika FTI-ITS

Selama aktif menjadi mahasiswa, penulis bergabung dalam organisasi Unit Kegiatan Mahasiswa Catur ITS sebagai Ketua Umum tahun 2013-2014 dan Himpunan Mahasiswa Teknik Fisika ITS sebagai Wakil Ketua Umum tahun 2014-2015. Pada bulan Januari 2017 penulis telah menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **Analisis Tekno-Ekonomi Terhadap Desain Sistem PLTS Pada Bangunan Komersial Di Surabaya, Indonesia**. Bagi pembaca yang memiliki kritik, saran atau ingin berdiskusi lebih lanjut mengenai tugas akhir ini, maka dapat menghubungi penulis melalui *email* : [kiki12@mhs.ep.its.ac.id](mailto:kiki12@mhs.ep.its.ac.id)